



Universidad Carlos III de Madrid

Departamento de Tecnología Electrónica

ANÁLISIS DE TRES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA

Tutor: Vicente Salas Merino

Autor: Adrián Moreno Martín



Índice

OBJETIVOS	1
1.-GENERALIDADES	2
1.1-ENERGIAS RENOVABLES	3
1.2-ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	4
1.2.1.-Situación actual del mercado en España	5
1.2.2.-Sistemas centralizados y distribuidos	7
2.-LA CELULA FOTOVOLTAICA.....	11
2.1.-RADIACIÓN SOLAR	12
2.1.1.- Acimut e inclinación	12
2.1.2.-El espectro solar	13
2.1.2.-Tipos de radiación: Directa, difusa, albedo.....	16
2.2.-SEMICONDUCTORES	17
2.2.1.-Banda prohibida	18
2.2.2.- Portadores: electrones y huecos	18
2.2.3.-Semiconductores “p” y “n”. Dopado	19
2.3.-PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	19
2.3.1.- Generación y recombinación	20
2.3.3.-Caracterización de la célula	21
2.3.4.-Evolución histórica	24
2.3.5.-Tipos de células.....	26
2.3.6.-Tecnología de fabricación de células fotovoltaicas	30
3.-SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED.....	37
3.1.-EL GENERADOR FOTOVOLTAICO	37
3.1.1.-Asociación de células y asociación de módulos	37
3.1.2.-Diodos de paso y de bloqueo	38
3.1.4.-Requerimientos técnicos y generales	40
3.2.-INVERSORES	41



3.2.1.-Características	41
3.2.2.-Tipos	42
3.2.3.-Requerimientos técnicos y generales	43
3.4.-OTROS ELEMENTOS.....	45
3.4.1.-Protecciones	45
3.4.2.-Cableado	46
3.4.3.-Puesta a tierra.....	46
3.4.4.-Sistemas de medida.....	47
3.5.-PÉRDIDAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	47
4.-DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	48
4.1.-GENERADORES	49
4.2.-SENSORES	51
4.3.-INVERSORES	52
4.4.-ELEMENTOS DE MEDIDA Y PROTECCIÓN.....	53
4.5.-DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN.....	53
4.6.-CABLEADO Y CONEXIÓN DE ELEMENTOS	54
5.-RESULTADOS EXPERIMENTALES	54
5.1.-INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO REALIZADO	55
5.2.-EVOLUCIÓN DIARIA DE LOS INDICES DE RENDIMIENTO.....	57
5.2.1.-Enero	60
5.2.2.-Febrero	62
5.2.3.-Marzo	64
5.2.4.-Abril	65
5.2.5.-Mayo	67
5.2.6.-Junio.....	68
5.2.7.-Julio.....	70
5.3.-ANALISIS DIAS ALTA/BAJA IRRADIANCIA.....	71
5.3.1-ANALISIS DIAS DE IRRADIANCIA MEDIA/ALTA.....	73
5.4.2.-DIAS DE BAJA IRRADIANCIA.....	91
5.4.-TEMPERATURA DE LOS GENERADORES	103
6.-SIMULACIÓN	105
6.1.-SISTEMA FOTOVOLTAICO CON GENERADOR MONOCRISTALINO.....	105
6.2.-SISTEMA FOTOVOLTAICO CON GENERADOR HÍBRIDO	106
6.3.-SISTEMA FOTOVOLTAICO CON GENERADOR AMORFO.....	107



7.-CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	107
7.1.-CONCLUSIONES	107
7.2.-TRABAJOS FUTUROS	108
8.-RERERENCIAS	109
9.-ANEXOS	109
I.-POTENCIA Y ENERGÍA	109
I.a.-Potencia y energía relativa al generador policristalino	109
I.b.-Potencia y energía relativa al generador híbrido	111
I.c.-Potencia y energía relativa al generador amorfo.....	113
II.-TABLAS ÍNDICES DE RENDIMIENTO.....	115
II.a.-Enero	115
II.b.-Febrero	117
II.c.-Marzo.....	118
II.d.-Abril	119
II.e.-Mayo.....	120
II.f.-Junio.....	121
II.g.-Julio	123
III.- FICHA TÉCNICA	123

OBJETIVOS

El objetivo del presente proyecto es estudiar el comportamiento de tres generadores fotovoltaicos de diferente tecnología. Dos de ellos utilizan la misma tecnología de fabricación, lámina delgada, diferenciándose en los materiales que los forman, uno compuesto de silicio amorfo y el otro de silicio amorfo y microcristalino. El otro generador utiliza silicio policristalino.

Para analizar estos generadores se estudiará la instalación fotovoltaica conectada a red situada en el patio de la zona E del edificio Betancourt en la Universidad Carlos III de Madrid. La instalación contiene diversos sensores cuya información es enviada y almacenada en el portal de la compañía SMA.



1.-GENERALIDADES

Actualmente, el horizonte de los combustibles convencionales, su progresiva escasez y problemas derivados de su uso, apoyado en una conciencia medioambiental creciente, ha provocado un mayor interés por otras fuentes de energía.

El modelo económico occidental-adoptado también por China, la India y demás potencias emergentes- se ha sustentado tradicionalmente en un modelo energético basado en la explotación y consumo de combustibles fósiles. Sin embargo, poco a poco las energías renovables están ganando un mayor peso en el balance energético mundial.

Países altamente dependientes energéticamente tienen la oportunidad de invertir en tecnología destinada al aprovechamiento de este tipo de energías para así reducir esa dependencia.

1.1-ENERGIAS RENOVABLES

Las fuentes de energía renovable han sido junto con la energía proporcionada por los animales las primeras fuentes de energía en ser utilizadas por el hombre. La navegación a vela o los molinos de viento o agua son algunos ejemplos de esto.

Con la Revolución Industrial se extendió el uso del carbón como combustible para barcos o trenes. Posteriormente fue desplazado por el petróleo como combustible de primer orden y más tarde llegarían el gas natural y el gas licuado del petróleo (GPL) completando la familia de los combustibles fósiles.

El principal inconveniente de los combustibles fósiles reside en la emisión de CO₂ a la atmósfera elevando de esta manera la temperatura de la misma en lo que se conoce como efecto invernadero. La energía fósil junto con la energía nuclear, obtenida mediante la fisión nuclear de algunos isótopos de ciertos elementos, principalmente de uranio, constituyen las energías no renovables. La energía nuclear apenas emite gases de efecto invernadero, sin embargo los residuos radiactivos que genera son muy peligrosos y tienen una vida media muy larga.

Las energías renovables con un mayor desarrollo tecnológico actualmente son las siguientes:

-Eólica: La energía cinética generada por las corrientes de aire es captada por medio de aspas o hélices transmitiendo este movimiento al rotor de un generador eléctrico a través de un eje para de esta manera transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

-Hidráulica: La energía potencial acumulada en los saltos de agua es transformada en energía eléctrica mediante turbinas que mueven un generador eléctrico.

-Biomasa: La energía química almacenada en forma de materia orgánica es aprovechada como combustible, bien mediante combustión directa o bien tras uno o varios procesos químicos previos.

-Geotérmica: La energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra es aprovechada bien directamente recurriendo al empleo de intercambiadores de calor, o de bombas de calor en caso necesario, o bien



indirectamente transformándola en electricidad mediante un conjunto turbina-alternador.

-Energía solar: La energía contenida en la radiación solar es transformada en energía térmica mediante colectores solares, energía solar térmica, o en energía eléctrica mediante paneles o módulos fotovoltaicos denominándose en esta ocasión energía solar fotovoltaica.

Todas estas energías producen algún grado de impacto ambiental ya sea en su explotación o en los procesos relativos a, encontrándose la energía solar entre las menos agresivas.

1.2-ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica tiene multitud de aplicaciones que van desde grandes parques solares con potencias instaladas del orden de megavatios hasta pequeños dispositivos como calculadoras o relojes con potencias del orden de vatios o fracciones de vatio.

La primera industria que utilizó células solares de manera regular fue la aeroespacial. Comenzó a utilizar esta energía a finales de los años 50 y a día de hoy no se conoce un medio más fiable para suministrar energía eléctrica a los vehículos espaciales. Las principales aplicaciones de la energía fotovoltaica son:

-Sistemas conectados a red: Son las aplicaciones que tienen un mayor desarrollo, como grandes centrales, sistemas de autoconsumo o sistemas integrados en edificios.

-Electrificación rural o en zonas de difícil acceso de la red eléctrica.

-Transporte y navegación marítima, generalmente utilizada como energía auxiliar en automóviles y barcos. También puede ser empleada en boyas y balizas.

-Sistemas de bombeo: Generalmente es la solución más adecuada para alimentar bombas de pequeña y mediana potencia ya que normalmente emplean motores DC con lo que no sería necesario el empleo de un inversor. Además en muchas aplicaciones de este tipo la variabilidad de las condiciones climáticas no supone un gran problema.

-Telecomunicaciones, especialmente útil en zonas montañosas con difícil acceso a la red donde las señales se transmiten con mayor dificultad.

1.2.1.-Situación actual del mercado en España

A 31 de Diciembre de 2014 la potencia instalada en España referente a energía solar fotovoltaica era del 4,3% como se puede apreciar en la siguiente figura:

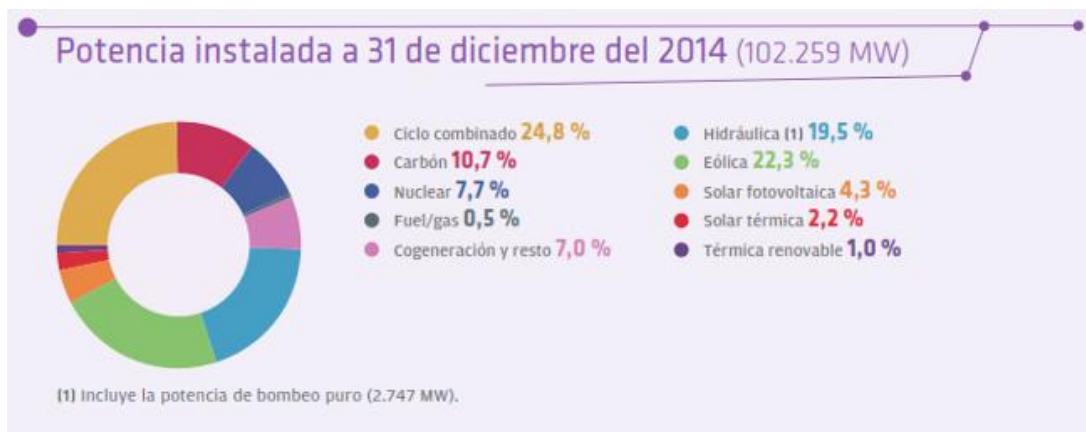


Figura1: Potencia instalada en España a 31 de Diciembre (Fuente: REE)

Y la evolución de la industria fotovoltaica en los últimos años se muestra en el gráfico siguiente:

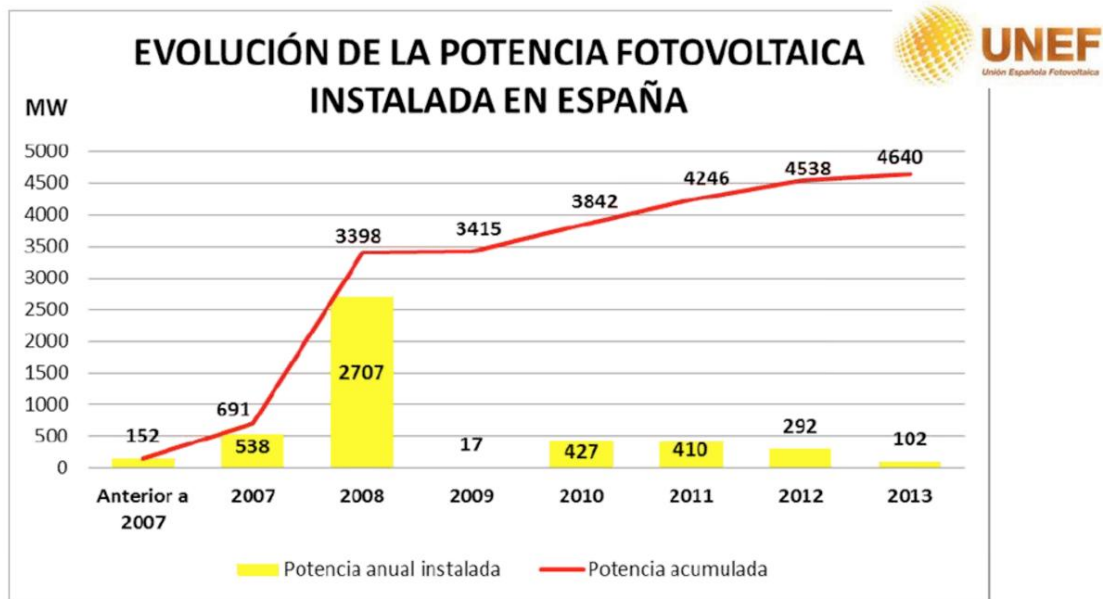


Figura2: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en España (Fuente: UNEFP)

Como se observa en la figura, en el año 2007 y especialmente en el año 2008 hubo un gran incremento en la potencia instalada, impulsado por un marco legislativo favorable, concretamente por el Real Decreto 436/2004 y el Real Decreto 661/2007, en el que se estipulaba una prima de 0,44 € por cada kilovatio hora que se inyectaba a la red. Sin embargo, a partir del 30 de Septiembre de 2008 esta actividad quedó regulada por el Real Decreto 1578/2008, en que se establecen unas primas variables en función de la ubicación de la instalación (suelo: 0,32 €/kWh; tejado: 0,34 €/kWh), estando además sujetas a un cupo máximo de potencia anual instalada a partir de 2009 que se adaptaría año a año en función del comportamiento del mercado, lo que supuso una ralentización en la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas.

A continuación se destacan dos aspectos de la legislación actualmente vigentes:

-En 2010 el Real Decreto-ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, se establece un límite en el número

de horas susceptibles de pago, estableciéndose un recorte retroactivo de un 30% sobre lo garantizado anteriormente.

-En el año 2013 la ley 24/2013 que regula el sector eléctrico establece que todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía auto consumida cuando la instalación esté conectada total o parcialmente al sistema, lo que se conoce como peaje de respaldo. Tanto la Comisión Nacional de Energía Fotovoltaica (CNEF) como la Comisión Nacional de Energía (CNE) se oponen, considerando dicha tasa injusta y discriminatoria.

Por otro lado el compromiso adquirido con el resto de los países miembros de la Unión Europea para el año 2020 lleva a España a la actualización del Código Técnico de Edificación para la mejora de la eficiencia energética y reducción de emisiones de CO₂.

Actualmente la legislación para sistemas fotovoltaicos conectados a red no es favorable pero esto no quiere decir que vaya a ser así en un futuro. No obstante el precio por kWh relativo a generación fotovoltaica se está reduciendo cada vez más tanto por la reducción en el precio del silicio, elemento del cual están fabricados la mayoría de los módulos fotovoltaicos, como por la reducción de costes en los procesos de producción.

1.2.2.-Sistemas centralizados y distribuidos

Actualmente, los países industrializados generan la mayoría de su electricidad en grandes centrales eléctricas tales como centrales nucleares, hidroeléctricas o de combustible fósil (carbón o gas natural) para posteriormente distribuirla a los puntos de consumo. Se trata de redes eléctricas centralizadas. Se estima que alrededor de un 10% de la energía generada se pierde en los centros de transformación y líneas de distribución. Además, como la energía no puede ser almacenada a gran escala es necesario que haya un equilibrio entre demanda y generación. A continuación se muestra un esquema de una red centralizada desde la generación hasta el consumo pasando por los diferentes centros de transformación:

FIGURA 1.
ESQUEMA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

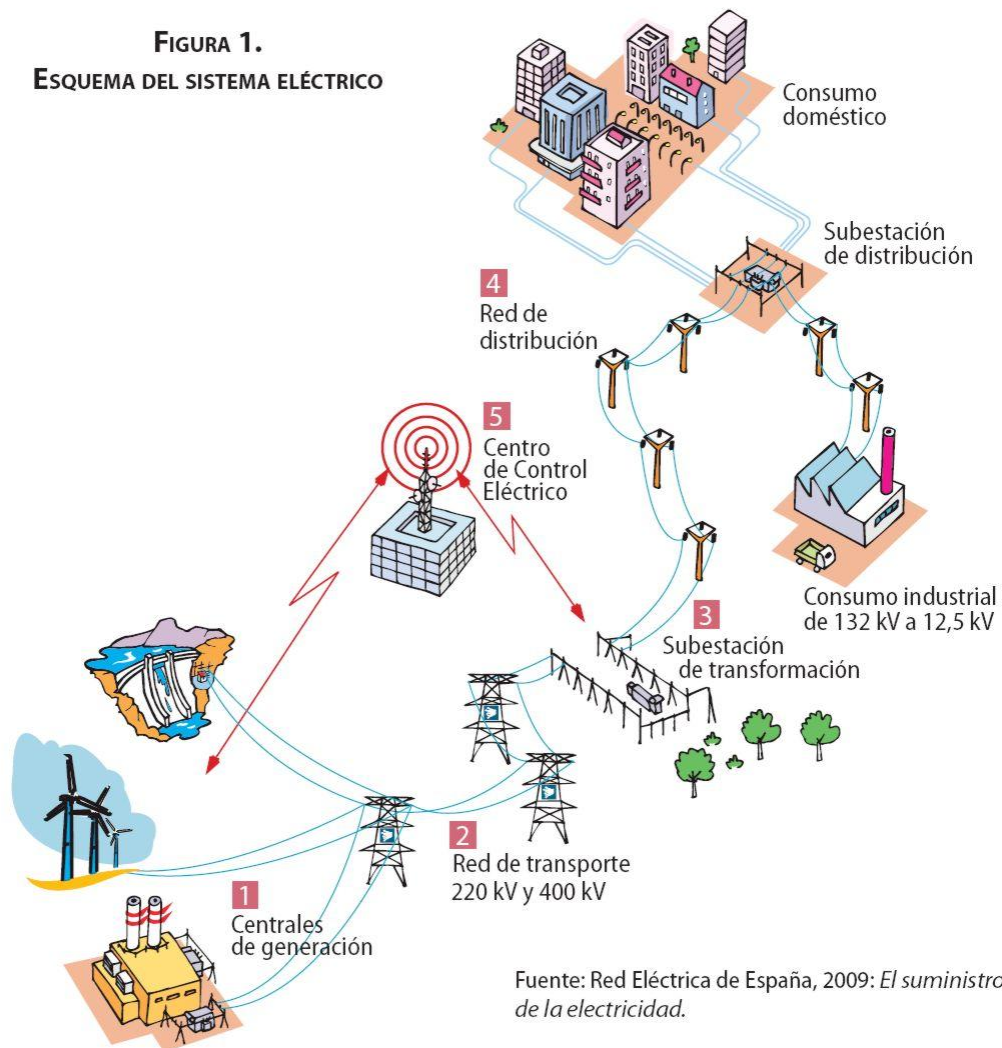


Figura 4: Red eléctrica centralizada (Fuente: Red Eléctrica de España)

El Centro de Control Eléctrico es el encargado de adecuar la producción a la demanda. Como ejemplo se muestra a continuación la generación y demanda en España para el día 3 de Diciembre de 2012, junto con la proporción de energía generada en función de la fuente de la que se ha obtenido para ese día en concreto:

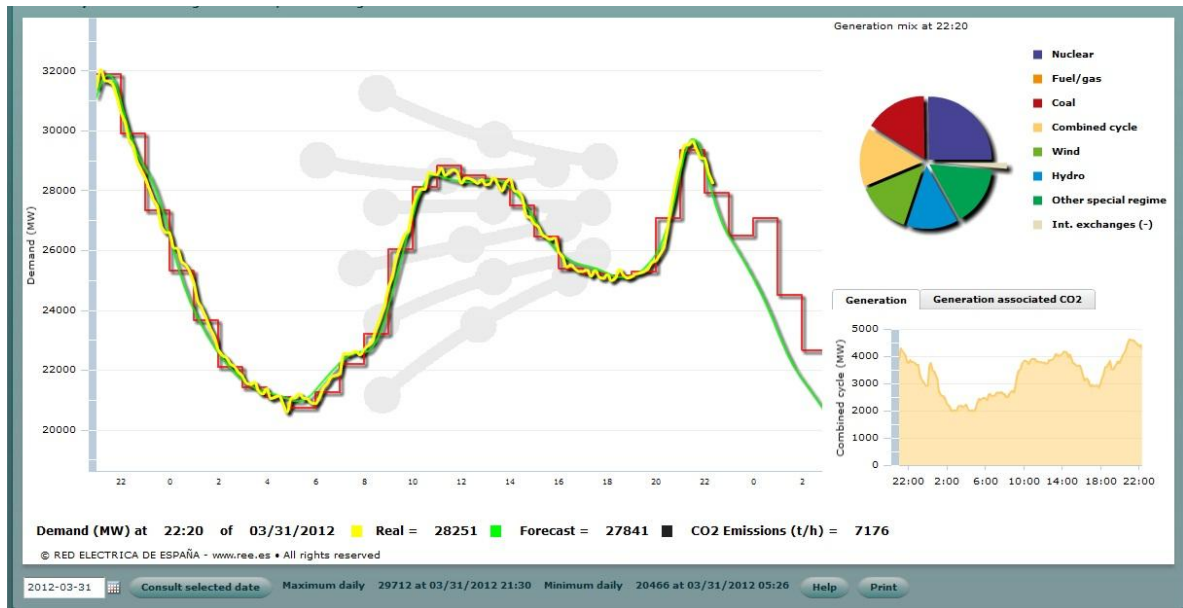


Figura 5: Generación y demanda (Fuente: Red Eléctrica de España)

Como se observa la producción se adecúa en lo posible a la demanda. El Centro de Control Eléctrico se encarga de esta tarea comunicándose con las diferentes centrales para aumentar, disminuir o detener la producción de una u otra energía. A continuación se ilustra el Centro de Control Cere:



Figura 6: Centro de Control Cere (Fuente: REE)

La alternativa a los sistemas eléctricos centralizados son los sistemas eléctricos distribuidos o microrredes en los que gobierna un principio: “la energía se consume donde se genera”. Un posible esquema para este tipo de sistemas sería el siguiente:

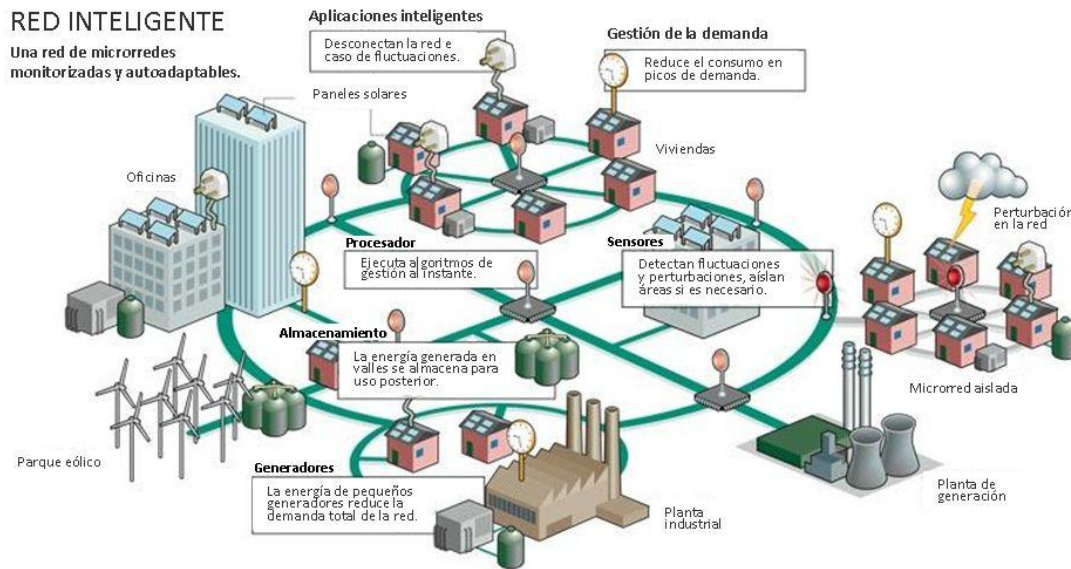


Figura 7: Sistema Eléctrico distribuido (Fuente: www.cimadelglaciar.blogspot.com)

Se trata de redes donde las casas y otros edificios producen su propia energía y la consumen en el mismo punto, vertiendo a la red general el sobrante o tomando de la red la energía necesaria en caso de que la generación propia no sea suficiente. También es posible crear microrredes aisladas de la red general, pero en este caso sería conveniente disponer de alguna energía de apoyo como un grupo electrógeno para no depender por completo de las condiciones climáticas.

Las pérdidas relacionadas con el transporte de la energía se reducirían notablemente y el riesgo de pérdida de suministro por avería en la red eléctrica sería menor. Los sistemas fotovoltaicos jugarían un papel fundamental en este tipo de redes ya que son junto con sistemas de energía solar térmica los que más se adecúan para su uso en viviendas y edificios. En este tipo de redes los sistemas de control relativos al control del flujo de energía entre los distintos puntos requieren una mayor complejidad.

2.-LA CELULA FOTOVOLTAICA

La célula solar es un dispositivo sensible a la radiación solar capaz de convertir la energía contenida en ésta en energía eléctrica. Para ello emplea uno o varios semiconductores dispuestos en una configuración determinada para conseguir este efecto. En caso de emplear un solo semiconductor será necesario que este se presente con diferentes dopados. Es decir, es necesario que la célula tenga una estructura interna asimétrica para que de este modo el campo eléctrico interno que se produce en la unión o interfase entre los semiconductores empuje un tipo de portadores (electrones o huecos) hacia una zona y el otro tipo de portadores hacia la zona opuesta. En el caso de una célula de silicio con dopados P y N se tiene el siguiente esquema:

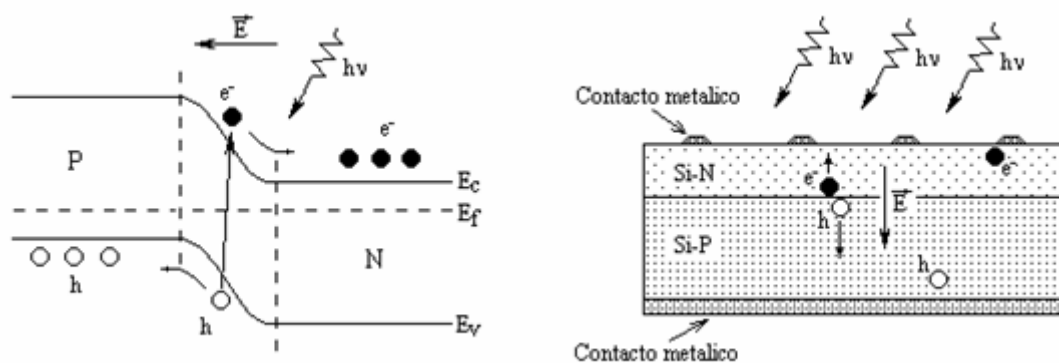


Figura 8: Principio de funcionamiento célula fotovoltaica (Fuente: web.uam.es)

Los fotones con energía $h\nu$ inciden en la cara de la célula expuesta al Sol. Una parte de éstos excitarán electrones (e^-) de la banda de valencia (E_v) que pasaran a la banda de conducción (E_c) dejando un hueco (h) en la red cristalina del semiconductor, el cual también contribuye a la generación efectiva de corriente.

Para extraer la corriente se emplean dedos metálicos o mallas de metalización en la cara expuesta al Sol mientras que en la cara posterior se emplea una superficie metálica.

Para otro tipo de células el esquema sería el mismo salvo que en lugar de un semiconductor con diferentes dopados P y N habría dos semiconductores diferentes.

2.1.-RADIACIÓN SOLAR

El Sol es una estrella que se encuentra a unos 150 millones de kilómetros de la Tierra. En su interior se producen reacciones nucleares de fusión a alta temperatura (en torno a 5000^aK) con la consecuente liberación de energía y pérdida de masa de acuerdo con la ecuación de Einstein $E=mc^2$. Ésta energía llega a la Tierra en forma radiación solar, la cual se propaga a una velocidad de 300000 Km/h aproximadamente.

Sustenta la mayor parte de formas de vida en la Tierra y buena parte de nuestras fuentes de energía eléctrica aparentemente sin relación alguna con el Sol se obtienen de este, de una forma indirecta. Así pues, los combustibles fósiles son plantas fosilizadas que atraparon la energía solar en forma de moléculas orgánicas mediante la fotosíntesis, el viento que mueve las hélices de un generador eólico es originado por las diferencias de presión entre diferentes zonas debidas a que unas regiones han sido calentadas más que otras y la energía potencial gravitatoria contenida en el agua capaz de mover las turbinas de los generadores hidráulicos adquirió esta energía potencial gracias a que fue evaporada previamente por el Sol.

El Sol dibuja trayectorias diferentes según la estación del año alcanzando en España su punto más alto respecto a la horizontal el 21 de Junio (solsticio de verano) y su punto más bajo el 21 de Diciembre (solsticio de invierno). Los puntos más cercano y lejano de la Tierra respecto al Sol se denominan perihelio y afelio respectivamente.

2.1.1.- Acimut e inclinación

La Tierra realiza una órbita elíptica alrededor del Sol además de una rotación sobre su propio eje. En este movimiento se pueden definir dos ángulos que permitan saber en donde se encuentra el Sol en cada momento, aspecto de especial relevancia a la hora de diseñar sistemas fotovoltaicos. Estos son el acimut y la inclinación o altura solar. El acimut es el ángulo que forma el vector Tierra-Sol con el vector sur-norte de la Tierra y la inclinación es el ángulo que forma el vector Tierra-Sol con la horizontal del lugar. Estos ángulos se determinan para obtener la mayor energía posible del Sol, es decir, para que los rayos solares incidan de forma perpendicular a la superficie de los módulos fotovoltaicos. Normalmente se usan tablas para conocer el acimut e inclinación óptimos de cada lugar en función del día del año, de la hora solar y de la latitud, con las que se puede saber la posición del Sol en cada momento lo que permite calcular las sombras

que producen objetos a determinadas horas o puede ayudar a programar un sistema de seguimiento solar. En España el acimut óptimo es 0° y la inclinación óptima 35° .

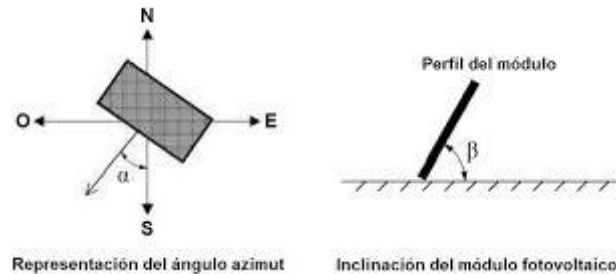


Figura 9: Azimut e inclinación (Fuente: ingmecanica.com)

Los sistemas de seguimiento solar pueden estar programados para seguir unas determinadas coordenadas en función del día del año o bien disponer de sensores que midan el ángulo de inclinación óptimo transmitiendo esta información a los actuadores. Pueden ser sistemas de seguimiento de un eje, azimutal o polar, o bien de dos ejes. A continuación se muestra el esquema de un seguidor a dos ejes:

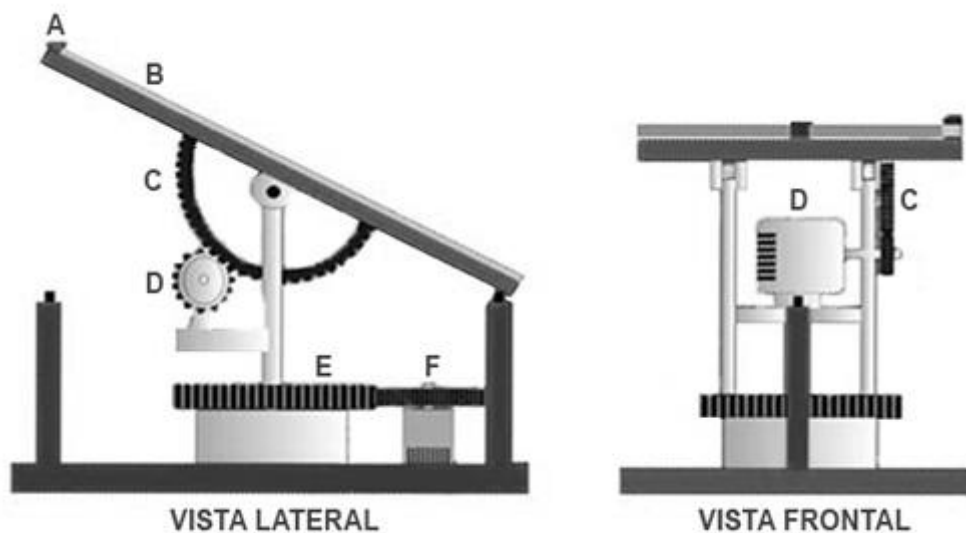


Figura 10: Seguidor a dos ejes (Fuente: www.energizar.org.ar)

2.1.2.-El espectro solar

La radiación electromagnética que proviene del Sol la forman fotones o cuantos de energía de diferentes frecuencias. Los fotones de mayor frecuencia son los más energéticos y los fotones de menor frecuencia son los menos energéticos de acuerdo a



$E=h\nu$ donde h es la constante de Planck y ν la frecuencia de la onda. La radiación electromagnética que llega a la Tierra proveniente del Sol se puede dividir en 3 grandes grupos, que en orden ascendente de frecuencia son: infrarrojo, visible y ultravioleta. A continuación se muestran las frecuencias y longitudes de onda correspondientes a las distintas zonas que forman el espectro electromagnético:

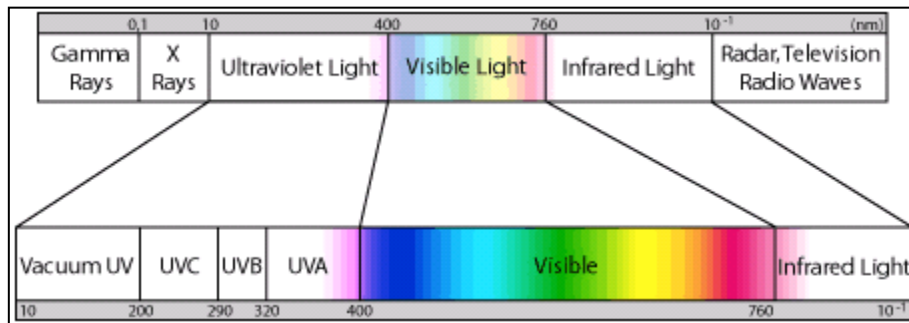


Figura 11: El espectro electromagnético (Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino)

El conjunto de longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar. La proporción de la radiación solar en las distintas regiones del espectro es aproximadamente:

- Ultravioleta: 7%
- Luz visible: 43%
- Infrarrojo: 49%
- El resto: 1%

La radiación que llega a la Tierra no es la misma en un punto fuera de la atmósfera que en la corteza terrestre como tampoco es la misma para una superficie horizontal que para una inclinada. De ahí que se definan varios estándares a la hora de medir o cuantificar esta radiación. Los más comunes son el estándar AM0 (*Air Mass 0*), que es la radiación que llega a un punto situado fuera de la atmósfera, el AM1.5 Global, que engloba la radiación directa y difusa que llega perpendicularmente a la superficie

terrestre y el AM1.5 Directo, que es la radiación que llega a la superficie terrestre sobre una superficie situada 37 grados sobre la horizontal teniendo en cuenta radiación directa, difusa y albedo. El coeficiente AM se puede aproximar como $1/\cos\phi$ considerando la densidad del aire constante. A continuación se muestra el coeficiente AM cuando la radiación incide perpendicularmente a la superficie y con un ángulo ϕ :

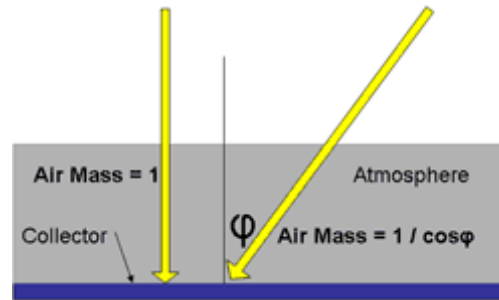


Figura 12: Coeficiente AM (Fuente: www.mpoweruk)

A continuación se muestran los estándares AM1.5 global, AM1.5 directo y AM0:

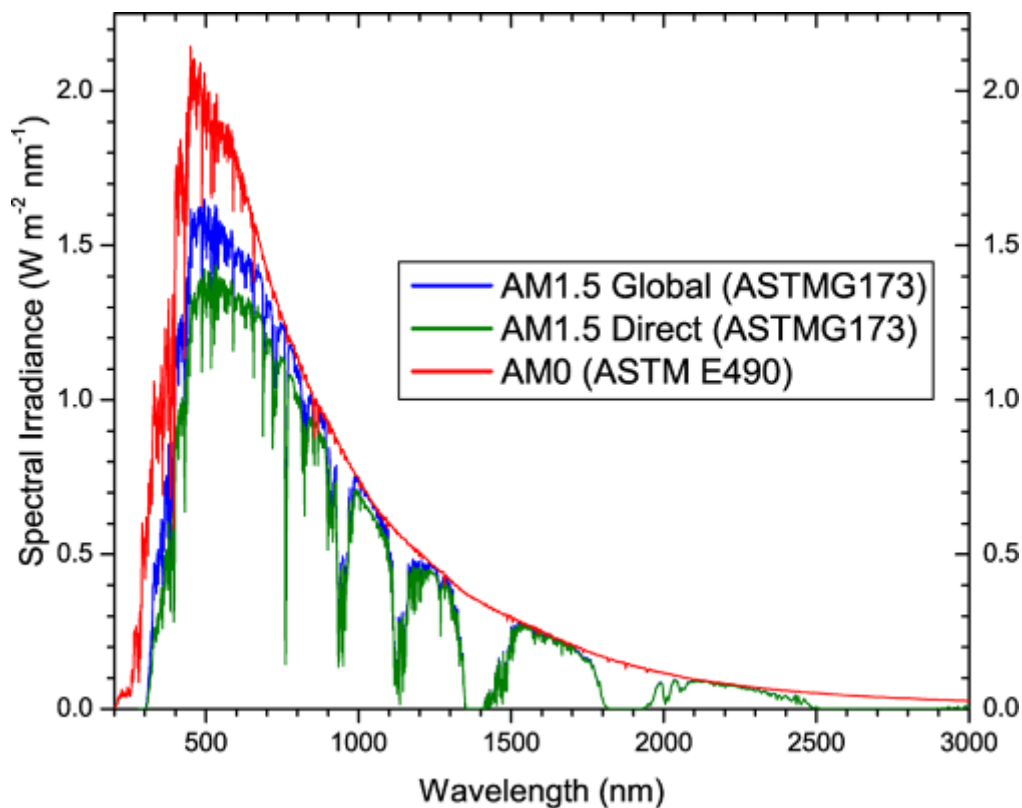


Figura 13: Estándares AM1.5 global, AM1.5 directo y AM0 (Fuente: www.energiasustentables.com)

Como se observa en la figura, el espectro AMO está distorsionado en algunos tramos para longitudes de onda corta, es decir, parte de los fotones más energéticos emitidos por el Sol no llegan a la atmósfera. Los espectros AM1.5 Global y AM1.5 Directo están distorsionados en varios tramos para todo el rango de longitudes de onda debido principalmente a la absorción por parte de la atmósfera de parte de estos fotones y a la dispersión de éstos por moléculas (gases de efecto invernadero) y partículas en suspensión.

2.1.2.-Tipos de radiación: Directa, difusa, albedo

En función de cómo inciden los rayos en la Tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar:

-Directa: Es la recibida desde el Sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.

-Difusa: Es la que sufre cambios en su dirección principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera.

-Albedo: Es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas. Algunos autores la engloban dentro de la radiación difusa.

Aunque las tres componentes están presente en la radiación total que recibe la Tierra, la radiación directa es la mayor y más importante en las aplicaciones fotovoltaicas.

Cuando la radiación directa no puede incidir sobre una superficie debido a un obstáculo, el área en sombra también recibe radiación gracias a la radiación difusa.

Las proporciones de radiación directa, difusa y albedo que recibe una superficie dependen de:

-Condiciones meteorológicas: en un día nublado la radiación es prácticamente difusa, mientras que en uno soleado es directa.

-Inclinación de la superficie respecto al plano horizontal: una superficie horizontal recibe la máxima radiación difusa y la mínima reflejada.

-Presencia de superficie reflectante: Las superficies claras son las más reflectantes por lo que la radiación reflejada aumenta en invierno por el efecto de la nieve.

2.2.-SEMICONDUCTORES

Los semiconductores son materiales con una conductividad intermedia entre los materiales conductores y los aislantes. En los conductores, al aumentar la temperatura, los electrones chocan entre sí de manera que se reduce la conductividad. En cambio en los semiconductores la conductividad aumenta al aumentar la temperatura.

En las células fotovoltaicas, formadas por semiconductores, al aumentar la T^a decrece su rendimiento. Al aumentar la temperatura aumenta la conductividad y en consecuencia aumenta ligeramente su corriente de cortocircuito I_{cc} pero disminuye de manera más acusada su tensión de circuito abierto, dando como resultado una disminución en la potencia que puede entregar la célula, como se puede apreciar en su curva característica:

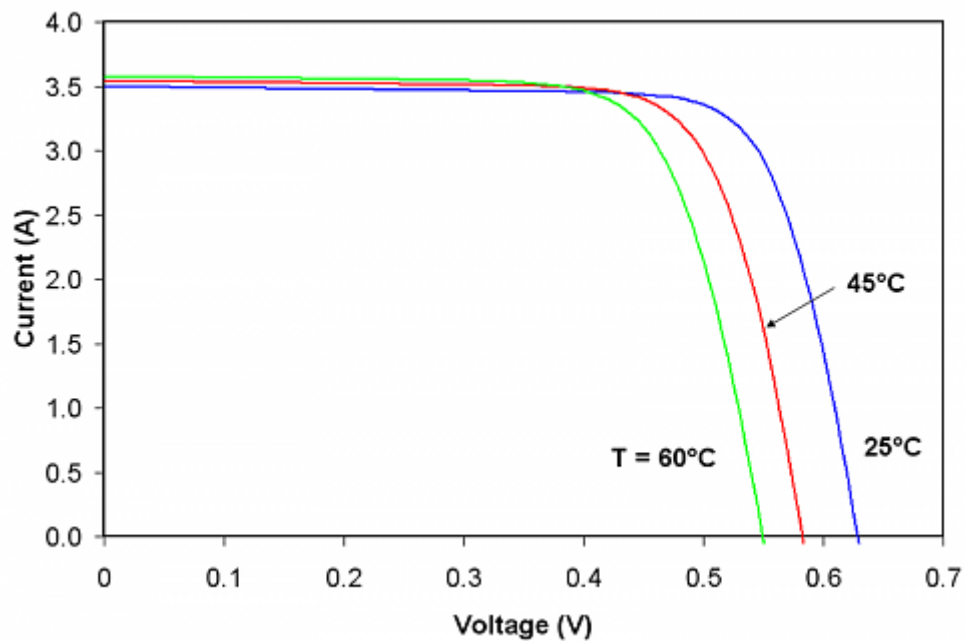


Figura 14: Efecto de la temperatura en la célula fotovoltaica (Fuente: www.zonnepanelen-info.com)



2.2.1.-Banda prohibida

En el átomo de hidrógeno, si se administra la energía suficiente a su único electrón éste pasará de su estado de reposo en el orbital de mínima energía a un estado excitado en un orbital superior de energía para permanecer allí un breve instante antes de volver a su orbital de energía mínima. Solo pasará a un nivel de energía superior si se le administra energía por encima de un umbral y por debajo de ese umbral el electrón permanecerá en su orbital de energía mínima. El electrón tiene un comportamiento todo/nada.

Análogamente, en la red cristalina que forma el semiconductor, los átomos de éste poseen electrones que pueden pasar de una banda de energía inferior a una superior. En este caso, al haber en la red cristalina muchos átomos del mismo tipo ligeramente separados se formaran grupos de orbitales o niveles de energía, lo que se conoce como bandas de energía. En este caso, para que un electrón pase de una banda a otra superior será necesario que tenga una energía igual o superior a la del orbital de menor energía perteneciente a esa banda de energía superior. A las dos últimas bandas de energía se las denomina banda de conducción y banda de valencia. En la banda de conducción los electrones se pueden mover libremente de una zona del cristal a otra. La diferencia de energía entre el orbital de menor energía de la banda de conducción y el orbital de mayor energía de la banda de valencia se denomina banda prohibida o gap (E_g). En los metales las bandas de conducción y de valencia se solapan mientras que en los aislantes están muy separadas.

2.2.2.- Portadores: electrones y huecos

Mientras que en los metales los responsables del transporte de carga son los electrones en los semiconductores tanto los electrones como los huecos dejados por éstos al pasar de la banda de conducción a la banda de valencia son responsables del transporte de carga de acuerdo a la teoría de semiconductores.

El campo eléctrico de la interfase puede provocar que un electrón perteneciente a un enlace cercano a la posición del hueco salte a ese espacio, provocando el desplazamiento del hueco en sentido del campo eléctrico. Si este fenómeno se repite, el hueco continuará desplazándose. A continuación se ilustra esto gráficamente:

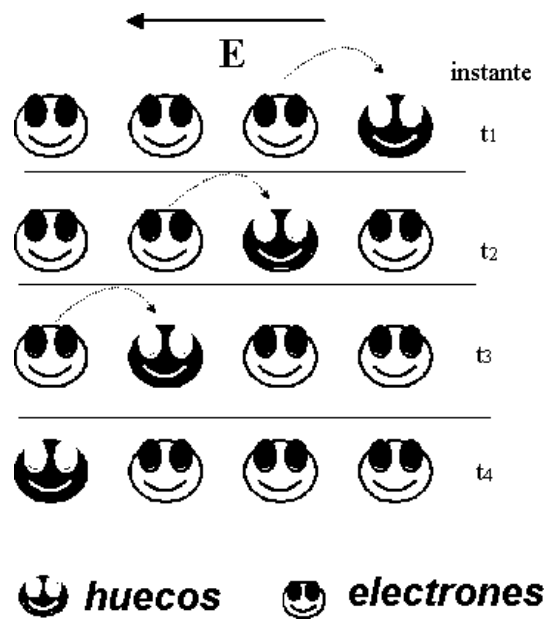


Figura 15: Desplazamiento de un hueco (Fuente:www.info-ab.uclm.es)

Aunque este movimiento se produce por los saltos de los electrones, se puede suponer que es el hueco el que se está moviendo.

2.2.3.-Semiconductores “p” y “n”. Dopado

A los semiconductores se les puede añadir impurezas para modificar sus propiedades electrónicas, pasando de ser semiconductores intrínsecos a extrínsecos. Se pueden introducir impurezas donadoras o aceptadoras en función de que donen o acepten un electrón respectivamente. Denominando N_d a la concentración de impurezas donadoras y N_a a la concentración de impurezas aceptadoras y se pueden definir dos tipos de semiconductores extrínsecos:

-Semiconductor tipo “n”: Los portadores mayoritarios son los electrones y su concentración será igual a N_d si N_d es lo suficientemente grande.

--Semiconductor tipo “p”: Los portadores mayoritarios son los huecos y su concentración será igual a N_a si es lo suficientemente grande.

2.3.-PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Aunque existe una gran diversidad de células fotovoltaicas, todas se basan en la generación de pares electrón-hueco al incidir los fotones sobre la célula. Estos

electrones y huecos son impulsados hacia los contactos metálicos de la célula gracias al campo eléctrico de la interfase entre los distintos semiconductores. A continuación se muestra la generación de pares electron-hueco para una red cristalina formada por átomos de silicio:

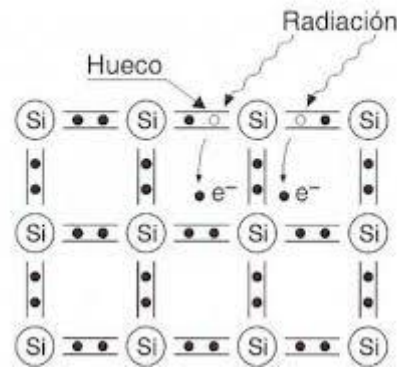


Figura 16: Generación de pares electrón-hueco (Fuente: www.gobiernodecanarias.org)

2.3.1.- Generación y recombinación

La corriente en una célula se produce gracias a la generación de pares electrón-hueco. Al incidir la luz sobre la célula, algunos electrones toman la energía suficiente de los fotones para pasar de la banda de valencia a la banda de conducción, dejando tras de sí hueco en la red cristalina. También ocurre el proceso inverso, electrones de la banda de conducción vuelven a ocupar huecos de la banda de conducción. Este proceso se denomina recombinación e interesa que la célula fotovoltaica tenga índices de recombinación bajos.

A continuación se muestra una imagen que muestra la energía del gap E_G , la generación de un par electrón-hueco y la recombinación de un par electrón-hueco (de izquierda a derecha):

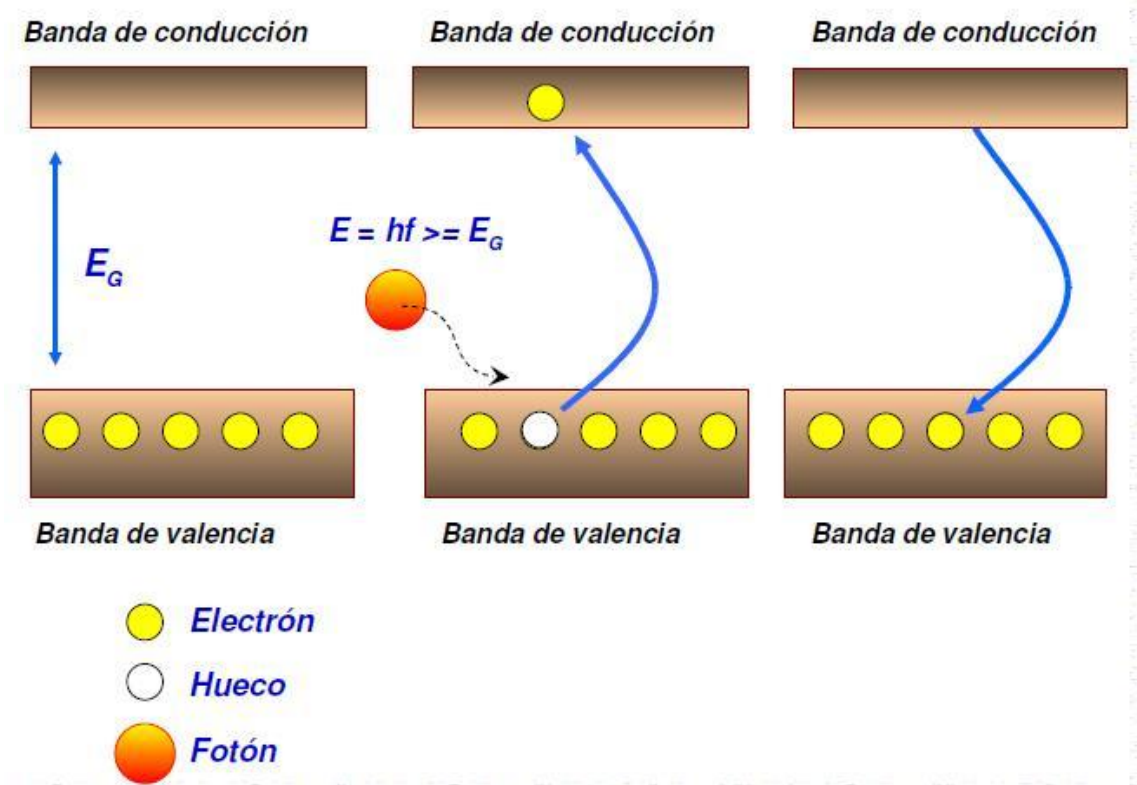


Figura 17: E_G , generación y recombinación de un par electrón-hueco (Fuente: varinia.es)

2.3.3.-Caracterización de la célula

La célula solar es la unidad mínima que compone el módulo fotovoltaico. Se trata de una estructura PN, la misma que un diodo, por lo que en condiciones de oscuridad se comportará de la misma manera:

$$I = I_0[\exp(eV/mkT) - 1]$$

con e : carga del electrón o carga elemental; V : Tensión entre sus extremos; m : factor de idealidad del diodo; k : constante de Boltzman; T : Temperatura; I_0 : Corriente inversa de saturación.

Las células solares obedecen con buen grado de aproximación el principio de superposición, por lo que sumando los efectos cuando la célula está iluminada y no hay tensión entre sus terminales y cuando la célula no está iluminada y hay tensión entre sus terminales se tiene:

$$I = I_{\text{fot}} - I_0(T)[\exp(eV/mkT) - 1]$$

donde I_{fot} es la corriente en condiciones de iluminación. El signo menos obedece a que en condiciones de oscuridad la corriente tiene sentido contrario a la corriente que la célula genera en condiciones de iluminación. Esta es la ecuación que define el comportamiento de la célula solar en el caso ideal. Si introducimos las pérdidas que se producen en la célula debidas a la malla de metalización, la resistencia de los contactos, la propia resistencia del semiconductor (estos tres factores constituyen la resistencia serie R_s) y las pérdidas debidas a las imperfecciones de la unión PN (este factor constituye la resistencia paralelo R_p) la ecuación quedaría como sigue:

$$I = I_{fot} - I_0[\exp((eV + R_s I) / mkT) - 1] - ((V + R_s I) / R_p)$$

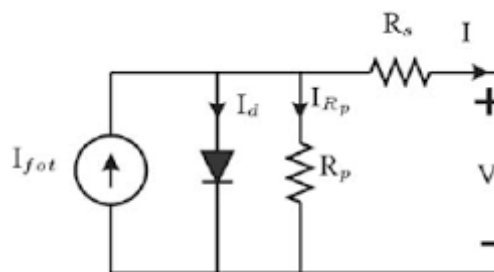


Figura 18: Circuito eléctrico equivalente de una célula fotovoltaica (Fuente: ingemecanica.com)

I_{fot} se puede aproximar como la corriente de cortocircuito de la célula fotovoltaica.

Las curvas características de la célula fotovoltaica para diferentes temperaturas e irradiancias se muestran a continuación:

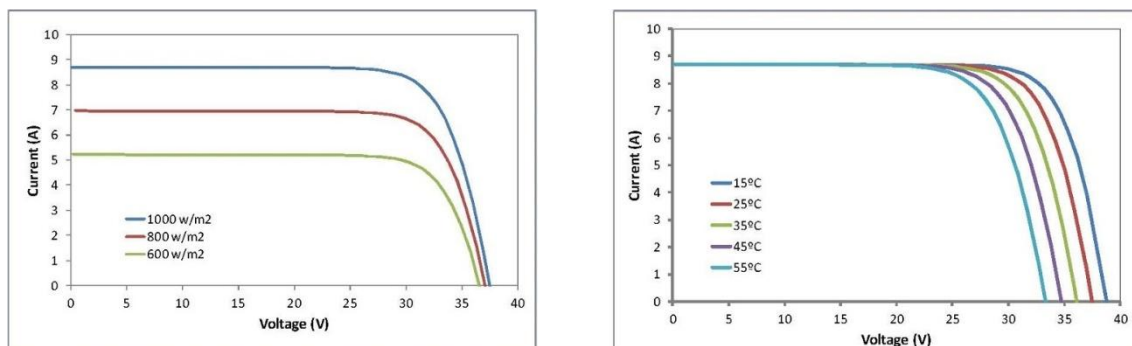


Figura 18: Curvas características (Fuente: www.ingemecanica.com)

La célula fotovoltaica genera una corriente prácticamente constante para la mayoría de cargas. De ahí que se modele como fuente de corriente.

Se observa claramente como el área bajo la curva aumenta al aumentar la irradiancia (G), y en consecuencia la potencia entregada por ésta, así como disminuye al aumentar la temperatura. La corriente cuando la tensión es cero es la corriente de cortocircuito I_{sc} mientras que la tensión cuando la corriente es cero es la tensión de circuito abierto V_{oc} . Se puede considerar que a temperatura constante se cumple aproximadamente:

$$I_{sc}(G_2)/I_{sc}(G_1) = G_2/G_1.$$

Los coeficientes α , β y γ representan respectivamente la variación porcentual de I_{sc} , V_{oc} y potencia máxima respecto de la T^a .

Un parámetro importante para conocer la forma de la curva característica es el Fill Factor (FF), definido como:

$$FF = V_{mp}I_{mp}/V_{oc}I_{sc}$$

V_{mp} e I_{mp} son los valores de tensión y corriente en el punto de máxima potencia, el punto donde el producto tensión corriente es máximo. Se ilustra a continuación:

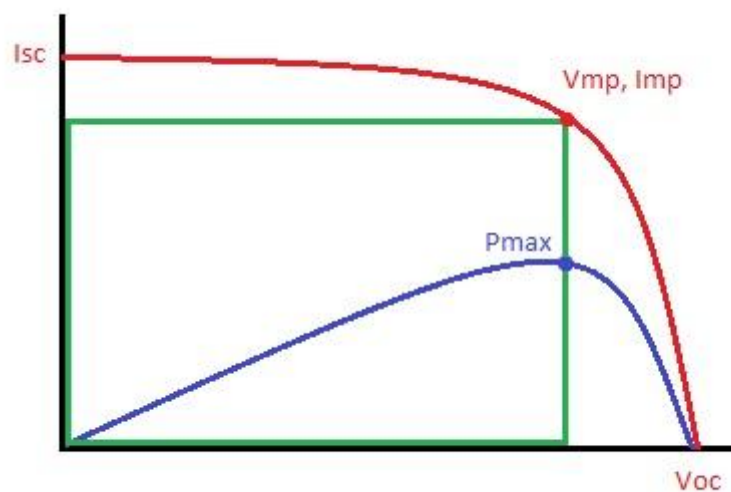


Figura 20: V_{mp} , I_{mp} , I_{sc} , V_{oc} y P_{max} (Fuente: www.monografias.com)

Si se considera que la célula tiene un comportamiento ideal (resistencia serie cero y resistencia paralelo infinita) entonces $FF=1$ y la figura sería un rectángulo y para valores de FF altos el codo de la curva es más pronunciado (por lo que la célula es capaz de entregar más potencia) que para valores de FF bajos.

Se utilizan expresiones empíricas para este parámetro en función de que predominen los efectos de la resistencia serie o los efectos de la resistencia paralelo. A continuación se muestra como varía la curva característica de la célula en función de la resistencia paralelo (R_{SH} en la figura) en el caso de que predominen los efectos de esta:

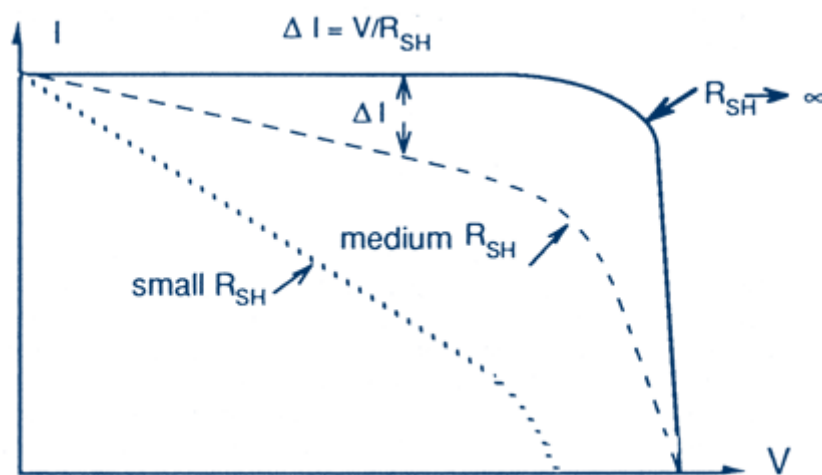


Figura 21: Fill factor para diferentes valores de resistencia paralelo (Fuente: www.engineering.unsw.edu.au)

En la variación de la curva para la resistencia serie el área bajo la curva se hace más pequeño a medida que la resistencia serie se hace más grande.

2.3.4.-Evolución histórica

En el año 1839 fue descubierto el efecto fotovoltaico por el científico francés Edmund Becquerel quien descubrió que una corriente eléctrica podía ser producida al incidir la luz sobre una solución ácida separada por una membrana en la que estaban inmersos dos electrodos.

En 1973 se fabrica la célula violeta. Se descubre el efecto beneficioso de un tratamiento térmico tras la deposición de aluminio en la cara posterior (interfase de alto dopaje o



back surface field). Se añadió una capa antirreflectante de TiO_2 o Ta_2O_5 (lo que le dio el color violeta). Estos dos compuestos tienen una menor absorción de los fotones que el SiO_2 pero tienen un mayor acoplamiento óptico entre la célula y la cubierta. La capa “n” era de fósforo con un espesor de $0,25\mu\text{m}$.

En 1974 se fabrica la célula negra. Es la primera que lleva la capa n expuesta al sol texturada mediante ataques químicos selectivos para dejar expuestos los planos (1 1 1) en un sustrato con orientación (1 0 0) para formar pirámides de base cuadrada. Esta célula alcanzó una eficiencia del 17%. Muchas células actuales presentan una estructura muy similar.

En 1984 nace la célula MIS (metal-aislante-semiconductor) con el objetivo de reducir la recombinación en la superficies y contactos metálicos. Para ello se realiza la pasivación de las superficies libres de la célula, contactos metálicos y de la interfase metal-Silicio mediante el crecimiento de una delgada capa de óxido a través de tratamiento térmico. Esta célula tenía un rendimiento similar a la célula negra, sin embargo su tensión en circuito abierto era superior.

Posteriormente modificaciones de la célula MIS condujeron a la célula MINP (metal-aislante-NP) con una tensión de circuito abierto superior debido a contactos con baja velocidad de recombinación, y a la célula PESC (passivated emitter solar cell) en la que la pasivación se realizó por reducción del área de contacto. Tanto la célula fotovoltaica MINP como la célula fotovoltaica PESC tuvieron un rendimiento superior a la célula MIS.

En 1988 se fabrica una célula con contactos posteriores puntuales y factor de recubrimiento nulo, inicialmente diseñada para su uso en concentración. En la cara no expuesta al sol se encargan de coleccionar los portadores dos buses n+ y p+. Buena parte de los portadores se generan en unas pocas micras de profundidad, por lo que la longitud de difusión debe exceder varias veces la longitud de la célula para tener alta probabilidad de recolección, lo que implica el uso de un material de mayor calidad. Esta célula alcanzó una eficiencia del 22,3%.

En 1989 la célula PERL introduce varias mejoras como la utilización de pirámides invertidas para recolectar los fotones, lo que produce el confinamiento interior de éstos

además de disminuir la reflectancia. Se introdujo también una capa de SiO₂ entre el contacto posterior y el p-Si, lo que mejora la respuesta espectral en el infrarrojo (fotones menos energéticos).

A continuación se muestra una figura con la evolución histórica de los rendimientos obtenidos en laboratorio de las diferentes tecnologías de células solares:

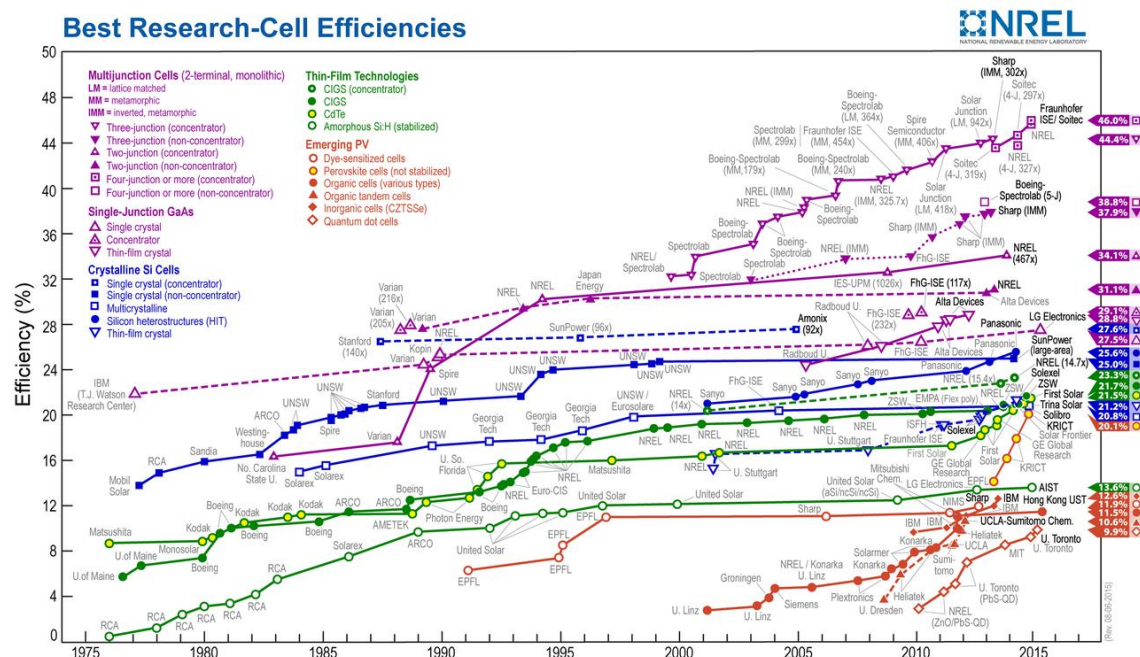


Figura 22: Evolución histórica de los rendimientos obtenidos en laboratorio de las diferentes tecnologías de células solares (Fuente: National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos)

2.3.5.-Tipos de células

Aunque las células más habituales son las células de Silicio, ya que este es un material con un gran desarrollo tecnológico y es muy abundante en la Tierra, existen también otro tipo de células que conviene mencionar. Las células se podrían clasificar de muchas maneras, en este caso una posible clasificación sería:

-Según los materiales empleados. Las partes más importantes de una célula solar son las capas del semiconductor, ya que es en ellas se liberan los electrones y se produce la corriente eléctrica. Para hacer las capas de las distintas células solares se utilizan diferentes materiales semiconductores, y cada uno de ellos tiene sus ventajas y sus inconvenientes. Se pueden emplear un mismo material con diferentes dopados o varios materiales de manera que se tiene:



-Células simples. Están formadas por un único material. En este caso las células con las que mejores resultados se han obtenido son las células de silicio en sus diferentes formas de cristalización.

-Células binarias. Están formadas por dos materiales. Entre este tipo de células destacan:

-Célula de arseniuro de galio (GaAs). Son células con buenos rendimientos, alrededor del 27%, manteniendo pequeños espesores. Mantiene sus características a elevadas temperaturas y presenta tolerancia a radiaciones ionizantes lo que la hace apta para su uso en aplicaciones espaciales. Su elevado coste de producción, que el Ga es un material poco abundante y que el As es tóxico no la hacen una opción demasiado atractiva a nivel comercial.

-Célula de telurio de cadmio (CdTe). Presenta un coeficiente de absorción muy alto. El cadmio es un elemento tóxico.

-Célula de sulfuro de cadmio (Cd S) y Sulfuro Cuproso (Cu_2S). Se necesita poco material activo y su proceso de fabricación es sencillo. Los materiales utilizados están poco estudiados y la tecnología para su obtención está poco desarrollada. Tiene un rendimiento del 5% aproximadamente.

-Células ternarias. Están formadas por tres materiales. La célula más importante es la célula de Seleniuro de Cobre Indio (CuInSe_2 o CIS), o su variante mediante la adición de Galio (CIGS), la cual absorbe el 99% de la luz en el primer micrómetro de material. La estructura de estas células consiste generalmente de un conductor transparente, una película antirreflectante y un semiconductor tipo “n”.

-Según su estructura interna. Esta clasificación se refiere al ordenamiento interno de los átomos de la red cristalina de la célula, fuertemente relacionado con el proceso de fabricación empleado. Según el ordenamiento del cristal se pueden distinguir:



- Monocrystalino. Sus átomos poseen un orden de largo alcance. Los procesos de fabricación de células con esta estructura suelen ser complejos, lo que generalmente implica un mayor coste de producción. La célula más importante es la célula de Silicio cristalino, la cual se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica y su rendimiento oscila entre 15-18%. Otros ejemplos son GaAs, CdTe o InP.

- Policristalino y multicristalino. Sus átomos forman cristales con distinta orientación. Los enlaces irregulares de las fronteras de estos cristales disminuyen el rendimiento de la célula. La diferencia entre policristalino y multicristalino está en que este último tiene un tamaño de grano mayor. La célula más importante con esta estructura es la célula de silicio policristalino, la cual se obtiene de igual forma que la de silicio monocrystalino pero con menos fases de cristalización. Su superficie está estructurada en cristales con distintos tonos de azules y grises metálicos. Su rendimiento oscila entre 12-14%.

- Amorfo. Su estructura interna presenta un alto grado de desorden. Contiene un gran número de defectos estructurales y de enlaces. . La célula más importante con esta estructura es la célula de silicio amorfo, cuyo proceso de fabricación es más simple que los anteriores y menos costoso. Se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio, acero inoxidable o plástico. Son eficientes bajo iluminación artificial y tienen un color marrón oscuro. Su rendimiento es inferior al 10%. El rendimiento decrece en el primer periodo de utilización. En la hoja de características se suele dar éste rendimiento (rendimiento estabilizado).

- Según la estructura del dispositivo. Pueden darse varios diseños: con una o varias interfases, empleando uno o varios materiales, células con separación espectral en las que una lente desvía los fotones de una región del espectro hacia una célula y los fotones de otra región del espectro hacia otra célula, apiladas mecánicamente o células monolíticas, etc. Los diseños más habituales son:

- Homounión. Hay una única interfase y un material que forma la unión.. El material más utilizado es el silicio cristalino, con el lado tipo “p” en el que predominan los huecos y el lado tipo “n” en el que predominan los electrones.

Requiere el uso de materiales que puedan ser de tipo “p” y de tipo “n” al doparlos, y no muchos materiales fotovoltaicos tienen esta propiedad. En este diseño se pueden variar diferentes aspectos de la célula para aumentar la eficacia de la conversión: profundidad de unión PN, concentración del dopante, cristalinidad o pureza del silicio.

-Heterounión. Hay una interfase y dos materiales que forman la unión. El material utilizado en este tipo de diseño es el CIS, donde la unión está formada con dos semiconductores CdS y CuInSe₂. Esta estructura se elige a menudo para producir las células hechas de los materiales de película delgada que absorben la luz mucho mejor que el silicio. Este diseño no precisa que el material sea tipo “p” y tipo “n”. Tanto en este tipo de células como en células homounión sólo aquellos fotones cuya energía sea igual o mayor a la de la banda prohibida o gap del material (E_g) pueden liberar un electrón para ser usado en un circuito externo, es decir, la reacción fotovoltaica de las células de una sola interfase está limitada a la porción del espectro solar cuya energía esté por encima de la banda prohibida del material absorbente, y por tanto aquellos fotones con energías más bajas no son utilizados. Los dispositivos fotovoltaicos más comunes usan una sola interfase para crear el campo eléctrico dentro del semiconductor.

-Multiunión o en cascada. Hay varias interfases y varios materiales con diferentes dopados. Con este tipo de diseño se consigue eliminar la limitación impuesta por la E_g del material puesto que utiliza celdas diferentes con diferentes anchos de banda y varias interfases para aumentar la probabilidad de capturar un fotón y así generar un par electrón-hueco. Los dispositivos multiunión pueden lograr una mayor eficiencia de conversión porque pueden convertir una fracción más grande del espectro luminoso en energía eléctrica. Un dispositivo multiunión es un conjunto de celdas individuales de una sola interfase, colocadas en orden descendente de acuerdo a su ancho de banda E_g , con lo que la célula del nivel superior atraparán los fotones de más energéticos y dejará pasar el resto de los fotones hacia abajo para ser absorbidos por las celdas con anchos de banda más bajos. Con este diseño se puede superar la eficiencia máxima teórica para una sola célula (en torno al 31%). A continuación se muestra un ejemplo de una célula multiunión:

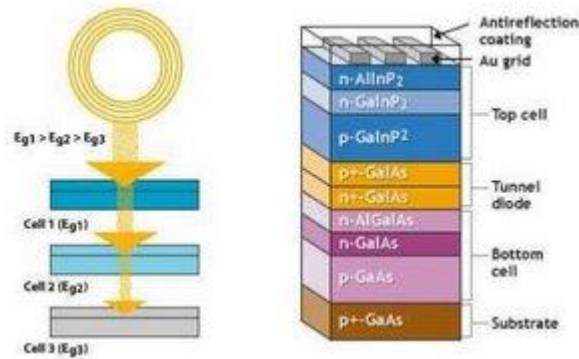


Figura 23: Célula fotovoltaica multiunión (Fuente: tipos-de-energia.blogspot.com)

2.3.6.-Tecnología de fabricación de células fotovoltaicas

Aunque hay gran variedad de células fotovoltaicas, las más utilizadas son las de silicio cristalino, tanto monocristalino como policristalino o multicristalino. Para la fabricación de una célula es necesario considerar tanto los materiales como el diseño, por lo que será necesario tener en cuenta:

- Propiedades electrónicas del material, pureza y grado de cristalinidad.
- Cantidad de luz absorbida en un determinado espesor de material, determinado por el coeficiente de absorción α .
- Rango de longitudes de onda utilizadas por la célula (ancho de banda).
- Coste dependiendo del material, cantidad empleada y tecnología requerida.

2.3.6.1.-Células de silicio cristalino

El proceso de fabricación de las células de silicio cristalino es bastante complejo. Se pueden establecer dos etapas fundamentales:

- Obtención de silicio de alta pureza. El silicio es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, y se presenta de forma de dióxido de silicio (SiO_2). Se pueden definir dos etapas necesarias para la obtención de silicio de alta pureza:

– Reducción carbotérmica. Proceso en el que se agrega carbón en cantidades controladas a altas temperaturas. Por medio de éste proceso se consigue silicio con una pureza del 99%, llamado también silicio de grado metalúrgico.

-Purificación. Proceso en el se trata el silicio químicamente (hidrocloración, destilación y finalmente descomposición térmica) obteniendo el llamado silicio de grado electrónico, que tiene una pureza del 99,999%. Existen procesos alternativos encaminados a reducir costes con los que se obtiene silicio de una pureza menor, silicio de grado solar.

-Fabricación de la Célula. Se pueden distinguir las siguientes etapas:

-Crecimiento de lingotes: Para la obtención de un lingote de silicio monocristalino se emplea generalmente el método Czochralsky. Se introduce silicio con un bajo grado de cristalinidad en un crisol, al que se suele añadir boro (con lo que se tendrá como resultado un semiconductor tipo P) o fósforo (con lo que se tendrá como resultado un semiconductor tipo N), que se calienta a altas temperaturas (1400-1500°C) para obtener una masa fundida. Una vez que todo el material se encuentra en estado líquido, se introduce una varilla o lámina con un germen de silicio de alta cristalinidad en un extremo y al ponerse en contacto con la masa fundida de silicio de menor cristalinidad comienza la solidificación en la interfase sólido-líquido. Los átomos tienden a ordenarse según las posiciones de la red cristalina de la semilla. La varilla tiene un movimiento de rotación y a la vez va ascendiendo lentamente, de forma que se obtiene un lingote cilíndrico. Existen otros métodos para el crecimiento de lingotes como colada o zona flotante.

-Fabricación de las obleas: Una vez obtenido el lingote con el método Czochralsky, se procede a un pulido superficial para eliminar defectos del lingote. Posteriormente se corta mediante sierras muy precisas, obteniendo obleas (discos) de un espesor aproximado de 0,3 mm. El material sobrante se vuelve a utilizar fundiéndose de nuevo.

-Procesado: En primer lugar se procede a una limpieza para eliminar restos (orgánicos, de la propia sierra de corte) con agua desionizada. Debido al corte se

dañan las capas superficiales por lo que se quitan algunas micras de material (decapado) para dejar la superficie lisa y libre de tensiones. La superficie de la oblea es tan pulida que se puede llegar a reflejar hasta una tercera parte de la luz incidente. Para evitarlo se realiza una texturización de la superficie, consistente en crear micro pirámides mediante una disolución acuosa de NaOH y KOH al 2%, dejando al descubierto los planos cristalográficos, con lo que se consigue que la proporción de luz reflejada pueda reducirse. A continuación se realiza una limpieza previa a la formación de la unión “p-n”. De esta forma se obtienen obleas de silicio de tipo “p” dopadas con boro u obleas de silicio de tipo “n” dopadas con fósforo.

El paso siguiente es formar la unión “p-n” mediante la difusión de impurezas de tipo “n” a altas temperaturas sobre la oblea de silicio de tipo “p” (es lo habitual, aunque se puede realizar la difusión de impurezas de tipo “p” sobre una oblea de silicio de tipo “n”). La profundidad de la capa “n” dependerá de la temperatura y la duración del proceso. Para eliminar la zona “n” de la cara posterior y los lados se hace un ataque químico localizado. Ahora ya se tiene la unión “p-n” en el interior de la célula capaz de producir energía eléctrica al incidir radiación. Lo siguiente es formar los contactos metálicos, utilizando técnicas serigráficas de pasta conductoras en las dos caras de la oblea. Cuantos más contactos se pongan mayor cantidad de electrones serán capturados pero llegará menos iluminación a la parte activa. Los contactos en la cara iluminada pueden adoptar diversas formas, normalmente en forma de rejilla o buses, para permitir que la luz entre en el semiconductor, y en la cara posterior cubren toda la superficie. Por último se aplica una película antirreflectante a la superficie para disminuir aún más la reflexión de la célula. Con este método junto con la texturización, se consigue que se refleje sólo un 8% de la luz incidente.

Obtenidas las células, se realizan medidas y pruebas eléctricas para conocer sus características.



2.3.6.1.-Células de lámina delgada

Este tipo de células se depositan en capas consecutivas muy finas de material fotovoltaico, por lo que se requiere menos material activo. Al ser capas absorbentes muy finas es necesario utilizar materiales con un coeficiente de absorción elevado, como por ejemplo silicio amorfo, el cual puede absorber el 90% de la energía solar útil en el primer micrómetro de material. Tienen las siguientes ventajas.

- Se utiliza menos material.
- Generalmente tienen un grosor de 1 a 10 micrómetros, mientras que las películas gruesas son de 100 a 300 micrómetros.
- Se pueden fabricar generalmente en un proceso de producción de gran área automatizado y continuo.
- Pueden ser depositadas en materiales flexibles.
- Las capas se pueden depositar en varios sustratos baratos como el cristal, acero inoxidable o plásticos.
- Se pueden trasladar a diferentes escalas fácilmente ya que se usa la misma técnica para células de diferentes tamaños.

Se utilizan varias técnicas de deposición y todas son potencialmente menos costosas que las técnicas requeridas para el silicio cristalino. Una de las más habituales en el caso del silicio amorfo es la deposición química en fase vapor activada por plasma o PECVD (plasma-enhanced chemical vapor deposition), en la cual se crea un plasma a partir de gas silano aplicando a este a descargas por radiofrecuencia y con este plasma se crea un depósito de silicio amorfo hidrogenado.

Una célula típica de película delgada no tiene una rejilla de metal para el contacto eléctrico superior, sino una capa delgada de un óxido conductor transparente. Por encima del óxido se coloca material antirreflectante para rematar el dispositivo, a menos que el óxido sirva para esa función.

Existen varios tipos de células de película delgada:

- Las células de película delgada policristalinas están formadas por muchos granos cristalinos con diferentes orientaciones. Los materiales utilizados en estas células tienen



características diferentes de las del silicio. Entre las principales características de estas células se pueden enumerar las siguientes:

- Se crea mejor el campo eléctrico con un interfaz entre los semiconductores “p” y “n”.
 - La región intermedia de material semiconductor intrínseco es la más ancha.
 - Tiene una capa muy fina llamada capa de la ventana, cuya función es absorber energía solamente de la parte más energética del espectro solar.
 - La capa absorbente debajo de la ventana es tipo “p” generalmente dopado, y debe tener una alta absorbencia para que proporcione un voltaje elevado.
- Silicio amorfo, a-Si. El silicio amorfo tiene un coeficiente de absorción α muy alto, absorbe la radiación con una eficiencia de 40 veces superior a la del silicio cristalino, por lo que sólo se necesita una película de 1 mm de espesor para absorber el 90% de la luz. Consiste en una película superior altamente dopada tipo “p”, una película semiconductora y una película inferior altamente dopada tipo “n”. Una de las principales ventajas es que pueden fabricarse no sólo células sino módulos en proceso continuo. Sin embargo tiene las siguientes desventajas:
- Presenta defectos fotoinducidos lo que provoca un notable descenso en su rendimiento, especialmente durante las primeras semanas de uso.
 - Sus propiedades relacionadas con el transporte de carga son inferiores a las el silicio cristalino.
 - Presentan numerosos defectos en su red cristalina, lo que umenta la recombinación en el interior de la célula.
- Arseniuro de galio, GaAs. Es un semiconductor compuesto formado por una mezcla de dos elementos, galio y arsénico. El galio es un subproducto de la fundición de otros metales, como del aluminio y del zinc, y es más raro que el oro mientras que el arsénico es venenoso. El arseniuro de galio es especialmente conveniente para el uso en multiunión y para células solares de alta eficiencia, por varias razones:



- La E_g es de 1,43 eV, casi ideal para la máxima eficiencia de aprovechamiento del espectro solar para una sola unión.
- Tiene una absorbencia que permite una célula de solamente algunos micrones para absorber la luz del sol.
- Al contrario de las células del silicio, las células del GaAs son relativamente insensibles al calor. Las temperaturas de la célula pueden ser muy altas, especialmente en los usos con un concentrador.
- Las aleaciones hechas de GaAs y aluminio, fósforo, antimonio, o indio tienen características que son complementarias a las del arseniuro de galio, permitiendo gran flexibilidad en el diseño de la célula.
- Es altamente resistente al daño de la radiación, que junto con su alta eficacia, lo hace el mejor material para usos espaciales.
- Una de las ventajas más grandes del arseniuro de galio y de sus aleaciones como materiales es que es favorable a una amplia gama de diseños, lo que permite que el diseñador de la célula controle exactamente la generación de electrones y huecos.
- La gran barrera es el alto coste del sustrato de GaAs. Por esta razón, las células del GaAs se utilizan sobre todo en los sistemas denominados de concentrador, con los que se consigue reducir el área haciendo que incida una mayor radiación por unidad de área sobre la célula utilizando lentes de Fresnel. A continuación se muestra un esquema mostrando cómo funcionan este tipo de sistemas:

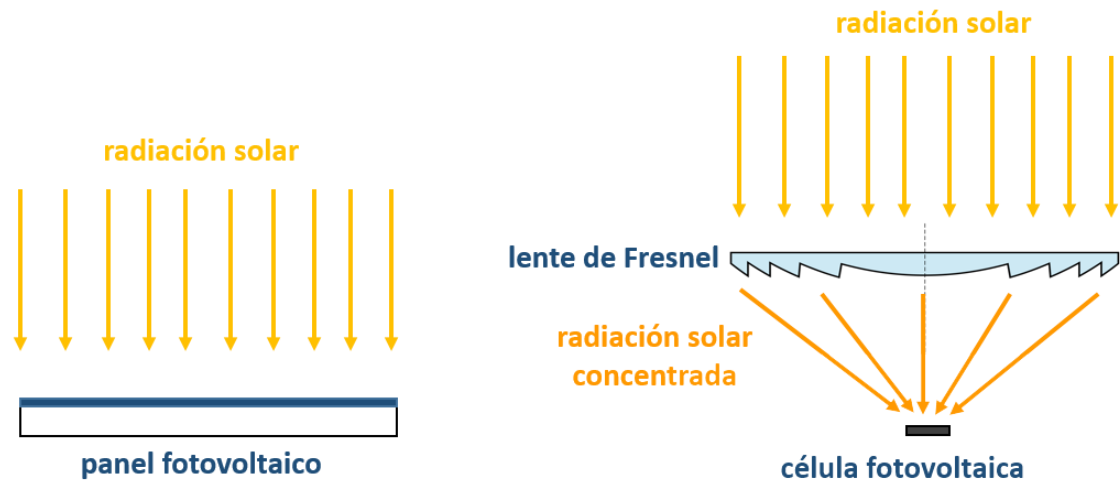


Figura 24: Sistema de concentrador (www.gmdsol.com)

- CuInSe₂ (CIS). Estas células absorben el 99% de la luz en el primer micrómetro de material. La estructura de estas células consiste generalmente de un conductor transparente, una película antirreflectante y un semiconductor tipo “n”. La capa de la ventana es la película tipo “n” del orden de 0,05 a 0,1 mm y el material que generalmente se utiliza es el CdS. La película tipo “p” es de CIS, y tiene baja E_g , por lo que la adición de pequeñas cantidades de Ga mejora el voltaje y por tanto la eficacia del dispositivo. A esta variante se le denomina CIGS. Para la fabricación de las películas se emplea la evaporación, calentando los elementos a altas temperaturas.

-De Cd Te. Tiene también una absorbencia muy alta. Las películas de Cd del tipo “p” suelen ser muy resistentes eléctricamente por lo que tienen grandes pérdidas internas. Para evitar las pérdidas se construye la siguiente estructura: capa de ventana tipo “n” de Cd S, depositada sobre una película antirreflectante, sobre la que se deposita una película semiconductor de Cd Te y finalmente una tipo “p” de Zn Te.

3.-SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son los más comunes actualmente. Aunque los sistemas fotovoltaicos aislados fueron los primeros en implantarse, especialmente en zonas rurales de difícil acceso a la Red Eléctrica, han sido los sistemas fotovoltaicos conectados a red los que han experimentado un mayor desarrollo. Se pueden establecer 3 tipos fundamentales de sistemas fotovoltaicos:

-Sistemas aislados: Sistemas aislados de red, habituales en sistemas de electrificación rural y sistemas de regadío.

-Sistemas de conexión a red: Sistemas conectados a red. Son los más extendidos.

-Sistemas híbridos: Sistemas que combinan la generación de energía fotovoltaica con la generación de algún otro tipo de energía como la eólica.

3.1.-EL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico está presente en todas las topologías posibles de sistemas fotovoltaicos ya que es el elemento que suministra la energía. Está compuesto por una asociación de módulos en serie, en paralelo o una combinación de ambos. La energía que entrega depende fundamentalmente de la energía que obtiene de la radiación solar aunque hay varios factores de pérdidas tales como sombreado, pérdidas por efecto de la temperatura, etc.

3.1.1.-Asociación de células y asociación de módulos

La asociación de las células que conforman un módulo puede hacerse en serie, en paralelo o una combinación de ambas. Si tenemos un grupo de células idénticas conectadas en serie y en paralelo la tensión del conjunto de células será la suma de las tensiones de todas las células de cualquiera de las ramas mientras que la corriente será la suma de las corrientes de cada rama. De la misma forma en un grupo de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo la tensión del conjunto de los módulos (al conjunto de módulos asociados en serie y paralelo se le suele denominar con el término anglosajón *array*) será la suma de las tensiones de los módulos conectados en serie (al conjunto de módulos conectados en serie se le suele denominar con el término

anglosajón *string*) mientras que la corriente será la suma de las corrientes de cada grupo de módulos conectados en paralelo.

A continuación se muestra la sección transversal de un módulo fotovoltaico con células fotovoltaicas de unión simple conectadas en serie junto con el resto de elementos que constituyen el módulo:

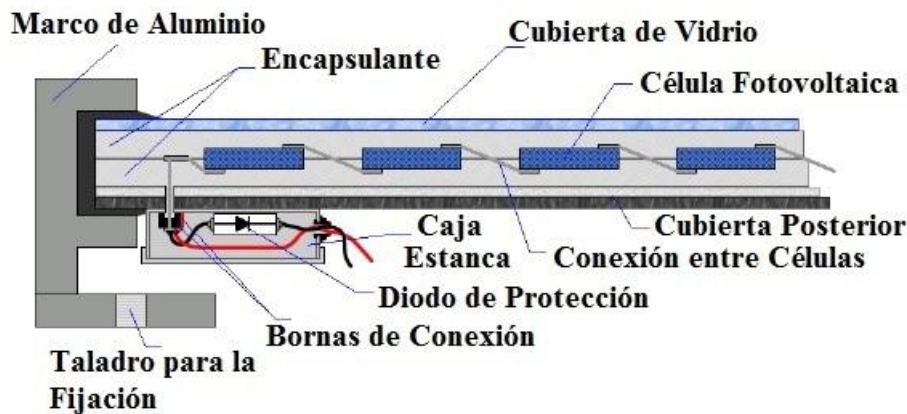


Figura 25: Módulo fotovoltaico (Fuente: www.ujaen.es)

El semiconductor tipo “p” de cada célula debe ir conectado al semiconductor tipo “n” de la célula siguiente para el correcto flujo de corriente. En el caso de módulos de lámina delgada la conexión entre las diferentes células se realiza mediante técnicas laser.

Tanto el encapsulante como la cubierta superior e inferior deben tener una baja resistividad térmica. La cubierta superior debe tener una alta transmisividad a la radiación solar. El conjunto debe ser estanco.

3.1.2.-Diodos de paso y de bloqueo

Los diodos de paso o diodos by-pass se colocan en paralelo a las células de una rama para proveer de un camino alternativo a la corriente en caso de sombreado o avería de la célula.

Los diodos de bloqueo se colocan en serie en una rama o a la salida de un conjunto de ramas para evitar que la corriente circule hacia la célula.

A continuación se muestra la disposición de una serie de diodos de bloqueo y diodos by-pass:

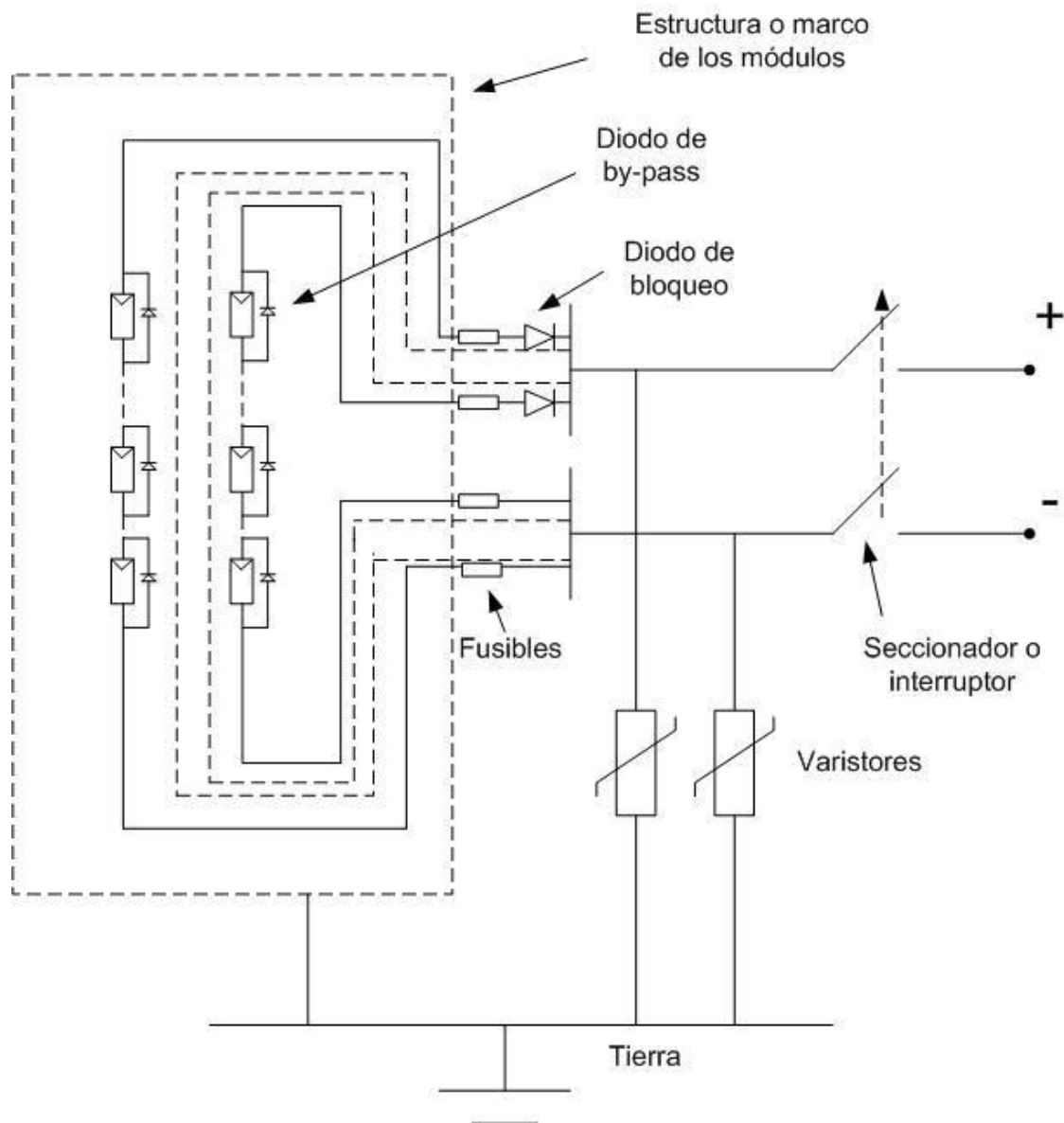


Figura 26: Diodos de bloqueo y diodos de paso (Fuente:opex-energy.com)

En la figura también están incluidas protecciones frente a sobrecorrientes como fusibles y protecciones frente a sobretensiones como varistores además de un seccionador para el corte manual de suministro. En el corte manual de suministro se deben extremar las precauciones debido a la posibilidad de aparición de un arco eléctrico (la corriente continua no pasa por cero en ningún momento al contrario que la corriente alterna).

3.1.4.-Requerimientos técnicos y generales

Los requisitos que a continuación se exponen están recopilados del Código Técnico de la Edificación (CTE) y del pliego de condiciones del IDAE.

3.1.4.1.- Requisitos técnicos

-Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

-Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

-Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

-Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas del encapsulante.

-La estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos cuando las tensiones nominales en continua superen los 48 V se conectarán a tierra.

-Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

3.1.4.2.- Requisitos generales

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, como por ejemplo el Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT o el Centro Nacional de Energías Renovables CENER.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble:

-Modelo y nombre o logotipo del fabricante.

-Identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

3.2.-INVERSORES

Los inversores son los elementos encargados de convertir la corriente continua que les llega de los generadores en corriente alterna. Esta corriente alterna debe estar adaptada a la red con unas características concretas, 230 V de tensión eficaz y 50Hz.

3.2.1.-Características

Los principales parámetros de un inversor son:

- Tensión nominal (V) Tensión en los bornes de entrada del inversor.
- Potencia nominal (VA). Potencia aparente que suministra el inversor.
- Potencia activa (W). Potencia activa que suministra el inversor.
- Capacidad de sobrecarga. Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- Factor de potencia. Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- Eficiencia o rendimiento. Relación entre la potencia de salida y entrada del inversor.
- Autoconsumo. Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor en relación con la potencia nominal de salida del propio inversor.
- Armónicos. Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.
- Distorsión armónica. La distorsión armónica total o THD (Total Harmonic Distortion) es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.
- Rizado de corriente: Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA.

Las partes fundamentales en un inversor son:



-Etapa de potencia. Puede ser única o modular. Debe incorporar un filtro de salida para filtrar la onda y evitar el rizado.

-Control principal. Elementos de control general y sistemas de generación de ondas basados en sistemas de modulación por anchura de pulsos PWM (Pulse-Width Modulation).

-Control de red. Es la interfaz entre la red y el control principal. Encargado de sincronizar la forma de onda generada con la de la red eléctrica.

-Seguidor del punto de máxima potencia o MPPT (Maximum Power Point Tracker). Trata que de todos los posibles puntos en los que puede operar el generador fotovoltaico de acuerdo a su curva característica, lo haga en aquel en el cual su producto tensión corriente sea máximo, el punto en el que entrega la máxima potencia.

-Monitorización de datos: Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite un gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (Tensión, corriente, frecuencia, etc.) como los parámetros externos e internos.

-Protecciones. De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.

3.2.2.-Tipos

Se podrían clasificar de forma muy general según:

-Frecuencia de operación:

-Alta frecuencia HF

-Baja frecuencia LF

-Potencia:

-Central. Se usa típicamente en centrales con una potencia superior a 5 kW.

-“String” o modular. Hace la conversión DC-AC de una rama serie de módulos.

-Integrado en el generador. Solo apto para aplicaciones de baja potencia.

3.2.3.-Requerimientos técnicos y generales

3.2.3.1.-Requisitos técnicos

El IDAE en su pliego señala las siguientes pautas para inversores conectados a la red:

- El principio de funcionamiento será una fuente de corriente.
- Serán autoconmutados.
- Tendrán un seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencias de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia de retorno de la red, etc.
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
 - Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz. Podrá ser externo al inversor.
- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las condiciones estándar de medida (CEM).



Además soportará picos de magnitud un 30% superiores a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

-Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% u 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida si lo hubiera) para inversores de potencia inferior a 5 kW y al 90% y 92% para inversores mayores de 5 kW.

-El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.

-El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

-A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá verter energía en red.

-Los inversores tendrán un grado de protección mínimo:

-IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles.

-IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles.

-IP65 para inversores instalados a la intemperie.

(En cualquier caso se cumplirá la legislación vigente).

-Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales:

-Entre 0° C y 40° C de temperatura.

-Entre 0% y 85% de humedad relativa.

3.2.3.2.- *Requisitos generales*

Los inversores serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico, con la radiación solar existente, pueda proporcionar.



Los inversores que se utilizan en instalaciones conectadas a red son específicos, puesto que deberán asegurar el seguimiento de los valores de tensión y frecuencia de la red de distribución a la que están conectados, así como impedir el funcionamiento en modo isla en caso de que se descargue la línea para realizar labores de mantenimiento.

Deberán cumplir los requisitos especificados en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de Septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución, en cuanto a:

- Forma de conexión.
- Rangos de tensión y frecuencia admitidos.
- Factor de potencia.
- Dispositivos y elementos de seguridad con que debe contar la instalación en general, etc.

3.4.-OTROS ELEMENTOS

Junto a los generadores e inversores, en las instalaciones fotovoltaicas existen otros elementos, algunos imprescindibles, como es el caso de las protecciones o la puesta a tierra de la instalación, y otros recomendables como es el caso de los sistemas de medida.

3.4.1.-Protecciones

Las instalaciones realizadas en baja tensión cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la resolución del 31/05/2001.

En conexiones a la red trifásicas, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 V respectivamente) serán para cada fase.

Se dispondrá de:

- Interruptor magnetotérmico en el punto de conexión.
- Interruptor diferencial.

-Interruptor automático de la interconexión con relé de enclavamiento accionado por variación de tensión o frecuencia.

-Separación galvánica entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica.

El inversor debe cumplir los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y compatibilidad electromagnética. En general, varias de estas protecciones están adaptadas a los inversores comerciales; así sucede con la separación galvánica, con las protecciones de máxima y mínima tensión y frecuencia.

3.4.2.-Cableado

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamiento.

Los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los conductores de la parte de alterna deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 2%.(En ambos casos se tomarán como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones).

Se incluirá toda la longitud de cable de continua y de alterna, debiendo tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE21123.

3.4.3.-Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (Artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.



Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectadas a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

Para que el interruptor diferencial obligatorio por el R.D. 1663/2000 funcione, la instalación debe estar puesta a tierra.

La estructura soporte metálica de los módulos fotovoltaicos, así como los marcos de éstos, se conectarán a tierra, como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosféricos.

Cuando la tensión de la parte de corriente continua es superior o igual a 48 V, es obligatorio por el REBT que se instalen medios de protección contra contactos indirectos.

3.4.4.-Sistemas de medida

En pequeñas y medianas instalaciones es aconsejable tener sistemas de medida y en instalaciones de gran potencia es imprescindible tener sistemas de medida tanto para controlar la producción y las variables externas, principalmente temperatura e irradiancia, como para detectar averías que tengan como consecuencia una reducción en la producción respecto de la estimada.

3.5.-PÉRDIDAS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Se producen pérdidas en los generadores, los inversores y el cableado. A continuación se detallan estas:

-Pérdidas en los generadores:

-Dispersión entre los parámetros de los módulos. Las diferencias de tensión y corriente entre los diferentes módulos fotovoltaicos que forman el generador provocan pérdidas. Es recomendable utilizar módulos de un mismo fabricante.

- Pérdidas debidas al polvo y suciedad. Es conveniente realizar limpiezas periódicas para evitar pérdidas relativas a este factor.
- Pérdidas por reflectancia. Para evitar este tipo de pérdidas se emplean capas antireflexivas y se utilizan superficies texturadas con lo que generalmente se consigue que menos del 10% de la radiación incidente sea reflejada.
- Pérdidas debidas al efecto de la temperatura. Es el factor de pérdidas más importante en los generadores fotovoltaicos, decreciendo el rendimiento de éstos al aumentar la temperatura.
- Pérdidas en los inversores. En la conversión de corriente continua a corriente alterna parte de la energía se pierde, aunque generalmente los inversores empleados en instalaciones fotovoltaicas tienen un rendimiento alto, en torno al 90%. Se pueden distinguir:
 - Perdidas por conducción y conmutación. Pérdidas referentes al paso de corriente por los distintos componentes del inversor así como las relacionadas con las transiciones encendido/apagado de los diferentes componentes que lo integran (transistores, MOSFET, etc).
 - Pérdidas relativas al no seguimiento del punto de máxima potencia de la curva I-V del generador, es decir, la corriente y tensión a la que opera el inversor para obtener la máxima potencia posible de los generadores.
- Cableado. Existen pérdidas tanto en el cableado DC como en el cableado AC por el efecto Joule. Generalmente es preferible que el cableado DC sea más corto ya que suelen transportar la corriente a una tensión menor que el cableado AC, lo que implica que la sección del cableado DC tendrá que ser mayor (mayor corriente) si nos referimos a la misma potencia en DC y AC.

4.-DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

Se trata de una instalación conectada a red de 2,86 kW de potencia situada en el edificio Betancourt de la Universidad Carlos III de Madrid en Leganés.

El esquema para una instalación conectada a red es el siguiente:

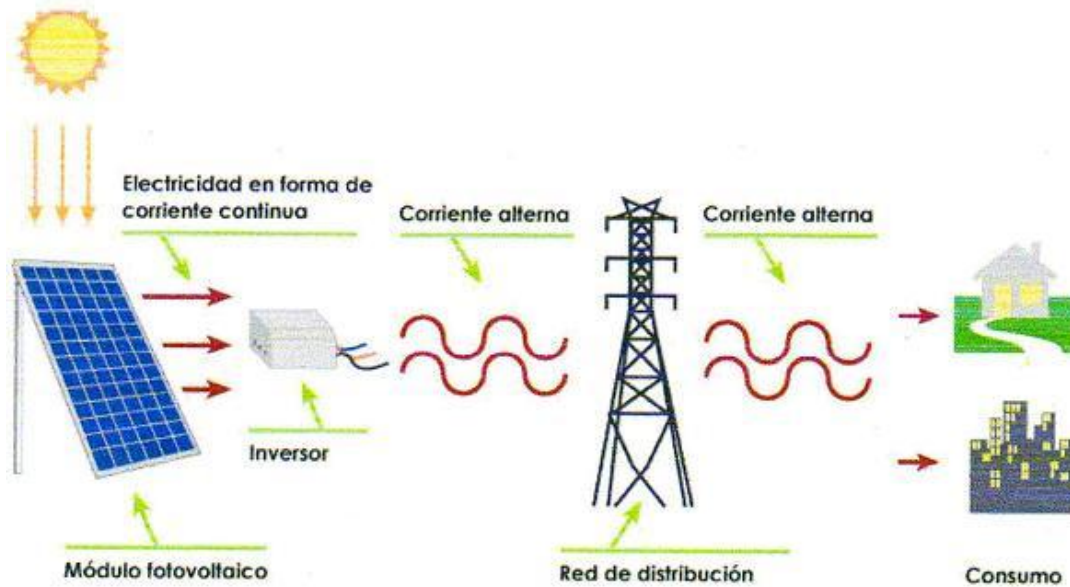


Figura 27 (Fuente: www.invensol.es)

La energía contenida en la radiación solar es transformada en energía eléctrica en forma de corriente continua, la cual es transformada en corriente alterna mediante el inversor.

La corriente a la salida del inversor es inyectada a la red con unos parámetros definidos, 230 V de tensión eficaz y 50 Hz, y posteriormente será distribuida a los diferentes puntos de consumo.

4.1.-GENERADORES

Se trata de tres generadores fotovoltaicos fijos sobre una estructura de acero galvanizado orientada al sur y con una inclinación de 30° , por lo que en los meses de verano tendrán una producción superior a la estimada mientras que en los meses de invierno será inferior (el ángulo óptimo son 35°).

A continuación se muestra la posición relativa del Sol para la localización de la instalación con una inclinación de los generadores de 30° y una orientación de 0° :

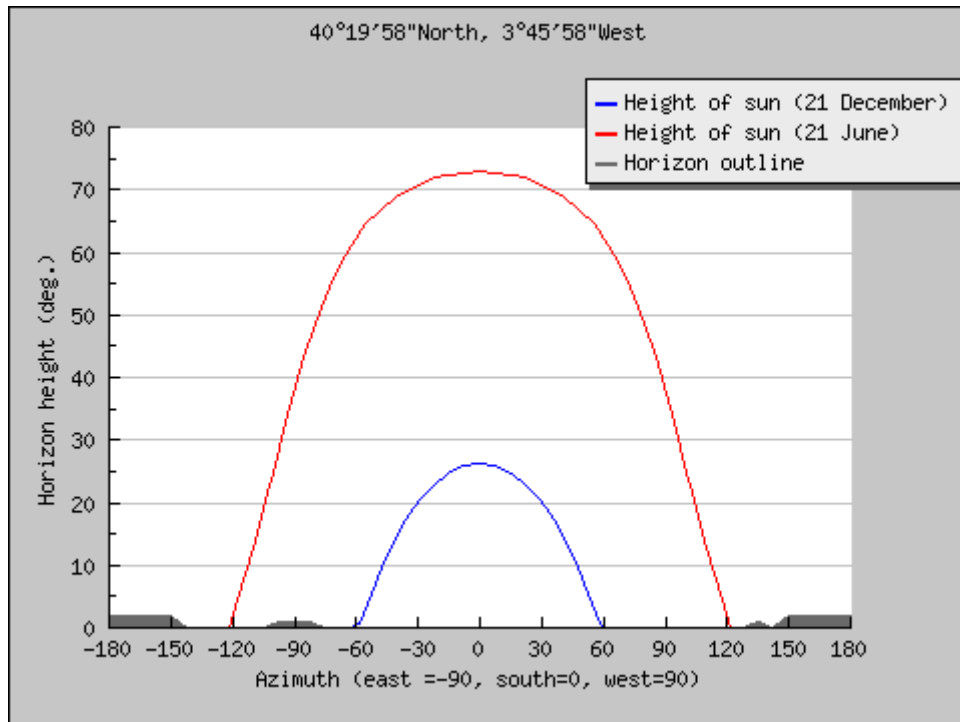


Figura 28: Posición relativa del sol

Los tres generadores están constituidos de la siguiente forma:

-Generador formado por 6 módulos de silicio policristalino, con una potencia total de 1,08 kW. Para este generador se tiene que todos los módulos están conectados en serie.

-Generador formado por 8 módulos híbridos, de silicio amorfo y microcristalino, con una potencia total de 0,88 kW. Está formado por 2 ramas paralelo, cada una de ellas formada por 4 módulos conectados en serie.

-Generador formado por 15 módulos de silicio amorfo, con una potencia total 0,9 kW. Está formado por 5 ramas paralelo, cada una de ellas formada por 3 módulos conectados en serie

Tanto el generador amorfo como el híbrido utilizan tecnología de lámina delgada.

A continuación se muestran los generadores:



Figura 29: Generadores policristalino, híbrido y amorfo (de izquierda a derecha respectivamente)

4.2.-SENSORES

La instalación tiene los siguientes sensores:

-5 unidades: SMA Sunny SensorBox (a la izquierda de la figura siguiente), con 6 sondas de temperatura de módulo, una de temperatura ambiente, cinco sensores de irradiancia (dos de ellos miden de dos formas, una directa mediante la corriente que genera la fotocélula y otra indirecta mediante la tensión) y un anemómetro.

-Un piranómetro Kipp&Zonen CMP11 Series para medir la irradiancia externa (a la derecha de la figura siguiente).

-Un sensor para medir la irradiancia: Ingenieurburo Solar Irradiance Sensor Si-02-K (en el centro de la figura siguiente).

A continuación se muestra una imagen con los sensores de irradiancia Sunny SensorBox, Ingenieurburo Solar Irradiance Sensor y el piranómetro Kipp&Zonen



Figura 30: Sensores de irradiancia Sunny SensorBox, Ingenieuburo Solar Irradiance Sensor y piranómetro Kipp&Zonen (de izquierda a derecha respectivamente).

4.3.-INVERSORES

Se trata de tres inversores SMA SunnyBoy SB1200. Están situados en un cuarto junto a los elementos de medida y protección. Los conductores AC a la salida de cada uno de los inversores llegan a un cuadro general, donde tras pasar individualmente a través de un contador de potencia y de un interruptor de protección, se juntan en un cable trifásico de 5 hilos donde la corriente que llega de cada uno de los 3 inversores será una de las fases y se dispone además de dos conductores adicionales como neutro y tierra. Este cable es el que inyecta la corriente a la red, mediante una manguera conectada a una toma de la que dispone la habitación en la que se ubican los equipos. Esta toma tiene su propia protección adicional para evitar cualquier tipo de avería o incidente. A continuación se muestra una imagen de los inversores:



Figura 31: Inversores Sunny Boy 1200

4.4.-ELEMENTOS DE MEDIDA Y PROTECCIÓN

Se dispone de los siguientes elementos de protección:

- Tres interruptores de protección, uno por fase, a la salida de los inversores. Interruptores magnetotérmicos Schneider Electric K60N-C16.
- Interruptor de protección entre la toma trifásica y red. Interruptor magnetotérmico Schneider Electric C60N-C25.

Como elementos de medida se dispone de 3 unidades Hager EC051, contadores digitales monofásicos de energía a la salida de cada uno de los inversores.

4.5.-DISPOSITIVOS DE COMUNICACIÓN

Todos los sensores y los inversores se encuentran unidos por un cable RS485 de transmisión de datos con el que envían información en serie. Esta información es



recibida por el WebBox, un dispositivo de comunicación que almacena los datos tanto en una tarjeta de memoria como en el portal. La información es grabada de forma continua pudiéndose elegir la cantidad de datos mostrados en la pantalla. También se puede modificar el rango temporal de las medidas y su representación gráfica.

El WebBox consta de un dispositivo adicional, un adaptador para el cable RS485 que debe montarse junto al propio WebBox para un buen funcionamiento. Este adaptador alimenta el cable serie que comunica todas las SensorBox y permiten que éstas operen desde su ubicación sin necesidad de alimentación eléctrica propia. Ambos elementos, WebBox y adaptador serie, se encuentran montados en la misma pared que los inversores, una vez más para tener todos los equipos emplazados en un espacio razonablemente reducido.

4.6.-CABLEADO Y CONEXIÓN DE ELEMENTOS

Los generadores están conectados en grupos de módulos del mismo modelo en serie o una combinación de serie y paralelo y llevan la corriente continua a los inversores mediante dos cables (positivo y negativo). En la estructura van canalizados en el interior de los perfiles de acero y de ahí van soterrados sobre baldosa para luego ir tendidos al cuarto de los inversores, donde van canalizados en tubo de PVC.

Las tres salidas monofásicas de los inversores se juntan en el cuadro de protección en un cable de 5 hilos (3 fases, neutro y tierra) para inyectar corriente trifásica a la red.

El cable de transmisión serie de datos RS485 conecta tanto inversores como sensores con el WebBox.

5.-RESULTADOS EXPERIMENTALES

Mediante los sistemas de comunicación se han registrado valores de irradiancia, potencia, energía, velocidad del viento y temperatura obtenidos por los diferentes sensores. En este estudio no se ha tenido en cuenta la velocidad del viento aunque afecte de forma indirecta al rendimiento de los generadores ya que puede hacer disminuir la temperatura al enfriar los módulos fotovoltaicos por convección contribuyendo con ello a un aumento del rendimiento de la instalación. Además el inversor internamente

registra valores de tensión y de corriente tanto a la entrada en la parte de continua como a la salida en la parte de alterna.

Todos los valores registrados salvo la producción de energía son valores promedio, bien promediados durante quince minutos o bien durante una hora, por lo que todos los valores obtenidos de éstos serán valores promedio.

5.1.-INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO REALIZADO

En primer lugar se van a obtener y comparar diversas variables relativas al sistema fotovoltaico (SFV), entre ellas el rendimiento del sistema fotovoltaico η_{SFV} :



Figura 32: Rendimiento del sistema fotovoltaico

Si ahora se divide el sistema fotovoltaico entre los elementos relativos al flujo de potencia (se excluyen sistemas de medición, protección y comunicación) que lo componen, se tiene que para un sistema conectado a red sin baterías, como es el caso, el flujo de potencia para cada uno de los generadores, amorfo, híbrido y policristalino, es el siguiente:

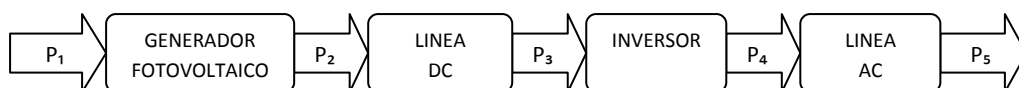


Figura 33: Flujo de potencia en un sistema fotovoltaico conectado a red

En este caso se consideraran despreciables las pérdidas en el cableado tanto de corriente continua como de corriente alterna, con lo que $P_2=P_3$ y $P_4=P_5$. Se procede de esta manera ya que en este caso representan un porcentaje muy bajo de pérdidas. La línea de corriente alterna tiene una longitud de un par de metros y si se calculan las pérdidas de la línea de corriente continua, la cual tiene una longitud de unos 40 metros y un diámetro de 16mm, se tiene que la línea de corriente continua relativa al generador amorfo (el que presenta el valor más alto de corriente de cortocircuito) presenta unas



pérdidas a 40°C (difícilmente alcanzara esta temperatura ya que la línea va soterrada) de:

$$P = I^2 * R = 5,95^2 * 7,38 * 10^{-3} = 0,26 \text{ W}$$

Siendo:

$$R = \rho \frac{2l}{S} = 1,854 * 10^{-8} * \frac{80}{2,01 * 10^{-4}} = 7,38 * 10^{-3} \Omega$$

l : longitud del cable [m]

S : Sección del conductor [m^2]

ρ : Resistividad del cobre [$\Omega * m$]

Con:

$$\rho = \rho_{20^\circ C} * (1 + \alpha \Delta T^a) = 1,72 * 10^{-8} * (1 + 3,9 * 10^{-3} * 20) = 1,854 * 10^{-8} \Omega * m$$

$\rho_{20^\circ C}$: Resistividad del cobre a 20°C [$\Omega * m$]

α : Coeficiente de T^a del cobre [$1/K$]

ΔT^a : Incremento de temperatura

Las pérdidas en la línea de corriente continua serán en todo caso inferiores a 0,26 W ya que para calcularlas se ha escogido la corriente de cortocircuito, corriente que el generador nunca alcanzará en condiciones normales de funcionamiento. La potencia del generador es del orden de cientos de vatios para valores de intensidad elevados por lo que esta simplificación es razonable.

Esta simplificación es válida para este sistema fotovoltaico en concreto, pudiendo no ser válida en otros sistemas fotovoltaicos en los que la longitud de la línea bien de corriente alterna o bien de corriente continua sea mayor.

Por lo tanto despreciando las pérdidas tanto en la línea de corriente continua como en la línea de corriente alterna se tiene:

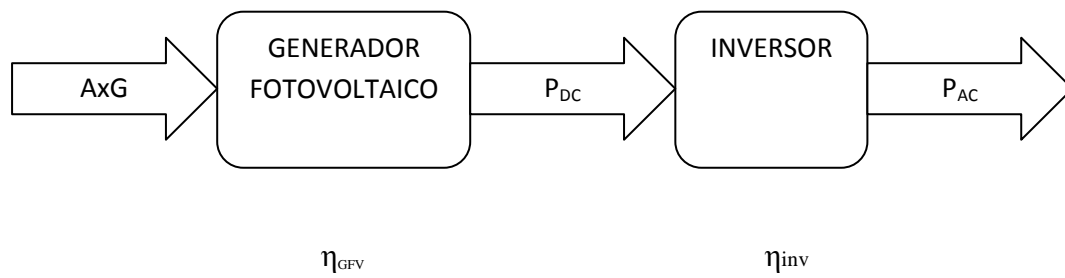


Figura 34: Sistema fotovoltaico despreciando pérdidas de línea

Donde:

- AxG : Área del generador fotovoltaico [m^2] x Irradiancia [W/m^2]

- P_{DC} : Potencia en corriente continua que entrega el generador [W]

- P_{AC} : Potencia en corriente alterna que entrega el inversor a la red [W]

Obtenido el rendimiento del sistema fotovoltaico será posible determinar el rendimiento del generador como el cociente del rendimiento del sistema fotovoltaico η_{sfv} entre el rendimiento del inversor η_{inv} .

Se analizará el rendimiento del generador y el *performance ratio* de cada sistema fotovoltaico en diferentes condiciones.

Finalmente se obtendrá la temperatura media diaria de los generadores fotovoltaicos durante los meses de Enero, Abril y Julio.

5.2.-EVOLUCIÓN DIARIA DE LOS INDICES DE RENDIMIENTO

La potencia instalada en cada generador es diferente. Por ello se van a obtener variables independientes de la potencia instalada para poder compararlos. No obstante los valores de potencia y energía de cada sistema fotovoltaico se pueden encontrar en el apéndice I.

Las variables que se van a obtener relativas al sistema fotovoltaico son:



-Rendimiento [%]: La eficiencia o rendimiento, definida como el cociente de la potencia de salida entre la potencia de entrada, es el clásico índice de rendimiento utilizado para cualquier tipo de sistema. En este caso, mostrándolo porcentualmente se tiene:

$$\text{Rendimiento}[\%] = \frac{P[W]}{A[m^2] * G\left[\frac{W}{m^2}\right]} * 100$$

$P[W]$: Potencia inyectada a la red

$A[m^2]$ = Area del generador

$G\left[\frac{W}{m^2}\right]$ = Irradiancia promedio

-Performance ratio o PR [%]. Otro índice de rendimiento es el denominado *performance ratio*, una de las variables más importantes para evaluar plantas fotovoltaicas, representa el rendimiento real de la instalación respecto a su rendimiento teórico en condiciones estándar de medida (1000 W/m² y 25°C). Se define:

$$PR[\%] = \frac{\frac{P[W]}{P_{nom}[W]}}{\frac{G\left[\frac{W}{m^2}\right]}{G_{est}\left[\frac{W}{m^2}\right]}} * 100$$

$P[W]$: Potencia inyectada a la red

$P_{nom}[W]$: Potencia nominal

$G\left[\frac{W}{m^2}\right]$: Irradiancia promedio

$G_{est}\left[\frac{W}{m^2}\right]$ = Irradiancia estandar; 1000 $\left[\frac{W}{m^2}\right]$



Tanto el PR como el rendimiento pueden ser obtenidos en un momento puntual del día utilizando para ello valores instantáneos de potencia e irradiancia o bien para periodos de tiempo más largos como tramos del día, días completos, meses e incluso obtener estas variables en un periodo anual. En este caso, al trabajar con valores medios no será posible obtener estos índices de rendimiento en un momento puntual del día.

-Kilovatios hora por metro cuadrado [kWh/m^2]: Puede ser una variable muy útil a la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico, especialmente en los casos en los que el área destinada a los generadores de la instalación fotovoltaica a implementar esté prefijado o en los casos en los que se requiera una elevada potencia en un área reducida como ciertas aplicaciones relacionadas con sistemas de comunicaciones o aplicaciones espaciales.

-Kilovatios hora por kilovatios de potencia instalada [kWh/kWp]: Esta variable representa la producción de energía en relación a la potencia instalada o potencia nominal. Puede ser muy útil a la hora de dimensionar sistemas aislados o sistemas híbridos en los que a partir de un consumo estimado se determina la potencia a instalar.

Los valores medios de temperatura e irradiancia están referenciados a las horas de sol, es decir, desde que sale el sol hasta que se pone.

Para obtener la irradiancia promedio durante las horas de sol bastará con sumar los valores de irradiancia que se han obtenido cada hora y dividir esta suma entre el número de horas de sol.

Se ha representado gráficamente la evolución diaria de las variables. Los valores obtenidos se encuentran en las tablas en el apéndice II.

En esta parte se ha considerado el rendimiento del inversor constante. Se ha tomado el rendimiento europeo del inversor, el cual es una media ponderada:

$$\eta = 0,03\eta(5\%) + 0,06\eta(10\%) + 0,13\eta(20\%) + 0,1\eta(30\%) + 0,48\eta(50\%) + 0,2\eta(100\%)$$

$\eta(5\%)$ representa el rendimiento al 5% de carga. De forma equivalente los otros rendimientos. Por ejemplo, estima que el inversor funcionará una décima parte del tiempo al 30% de carga. El rendimiento europeo del inversor empleado es 92,1%.

Las medidas de irradiancia se han tomado con el siguiente sensor de irradiancia:

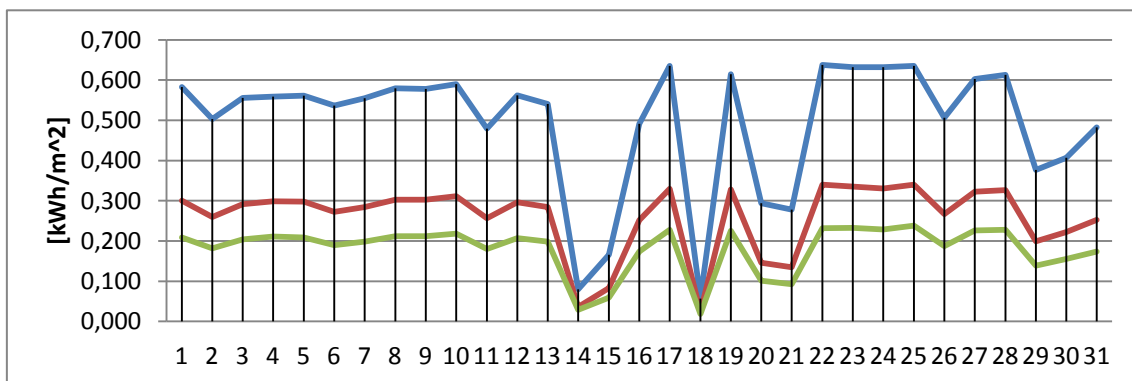
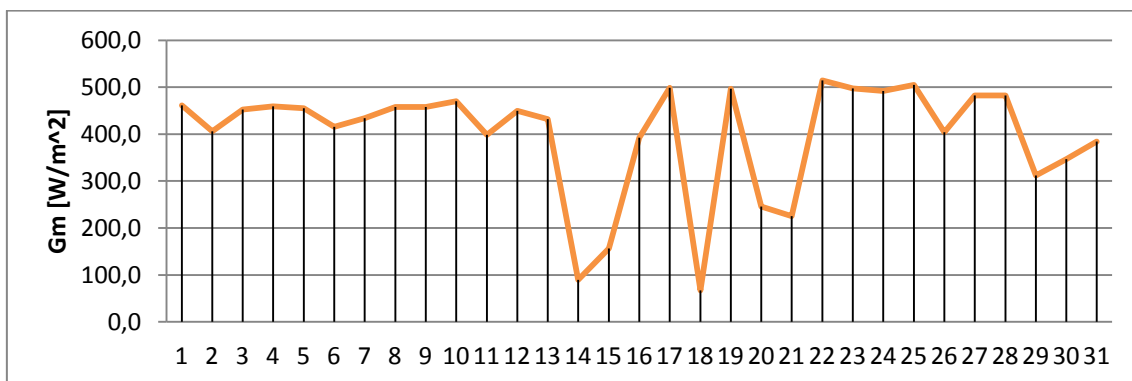


Figura 35:Sunny Sensorbox

En las gráficas referentes a la evolución diaria de las variables los colores azul, rojo y verde representan a los generadores policristalino, híbrido y amorfo respectivamente

5.2.1.-Enero

La evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, kWh/kWp, rendimiento y performance ratio en Enero es:



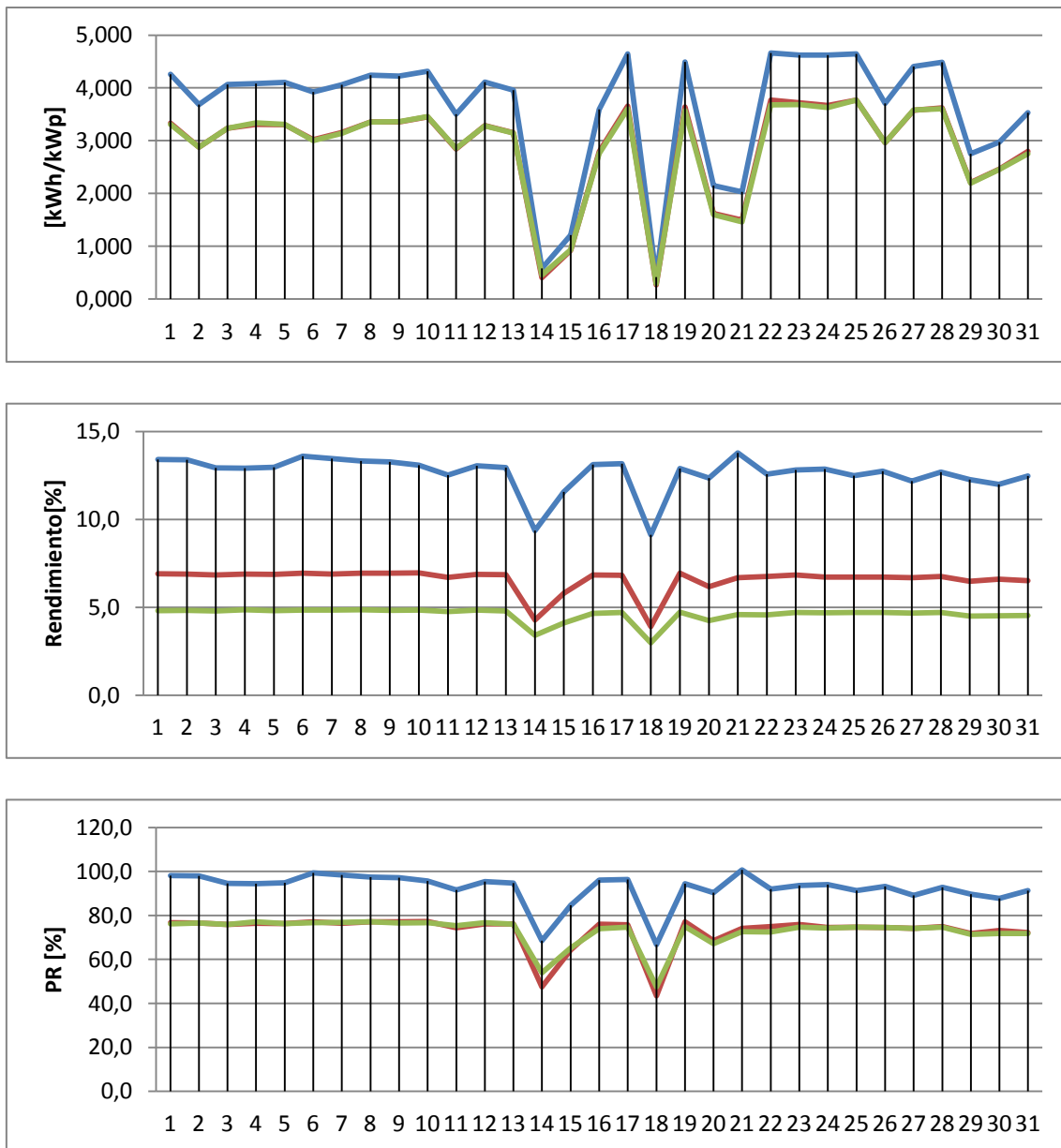


Figura 36: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio

Como se observa todas las variables dependen fuertemente de la irradiancia, la cual ha sido en general alta salvo algunos días a mediados del mes.

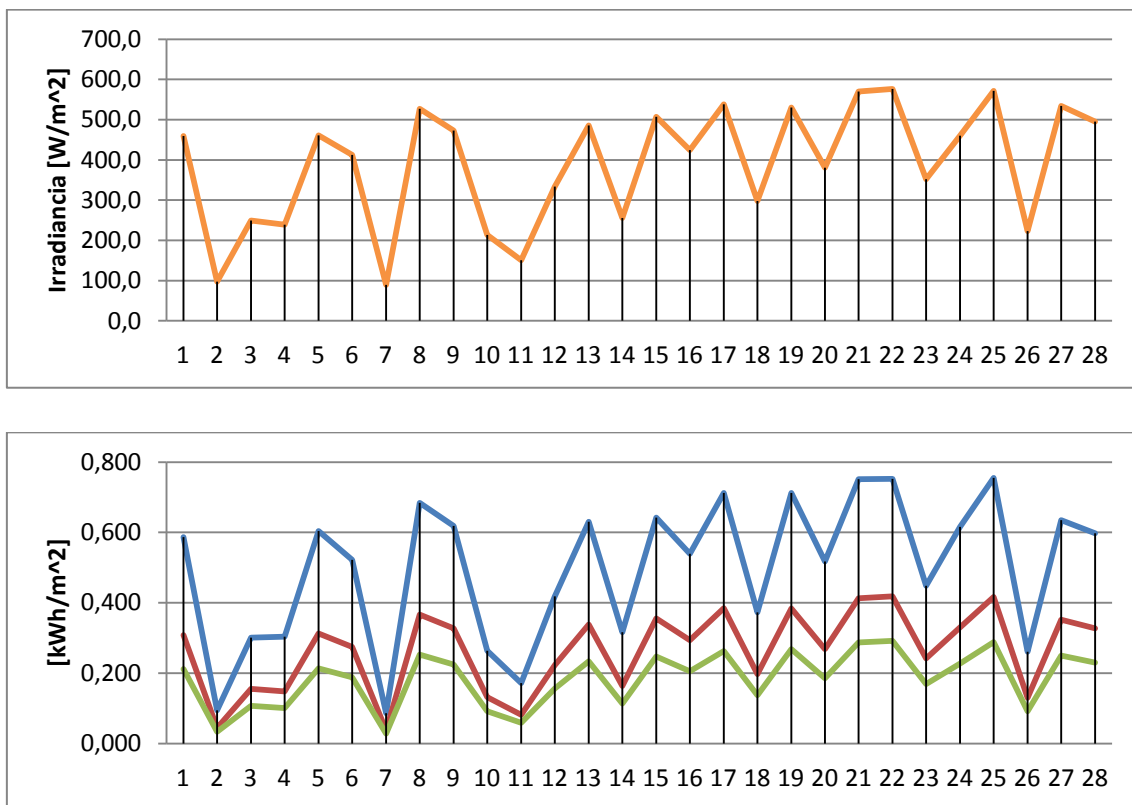
El rendimiento del generador policristalino ha sido muy superior al de los otros dos generadores. También se observa que entre los días 3 y 5 el generador policristalino ha disminuido tanto su rendimiento como su PR mientras que los otros dos generadores han mantenido su rendimiento y PR relativamente constante. Se debe a que esos días la temperatura fue elevada, lo que afectó más al generador policristalino.

Los kWh/kWp indican que el generador policristalino ha producido en torno a 1 kWh diario más por cada vatio de potencia instalada que los generadores híbrido y amorfo salvo los días de baja irradiancia.

En relación al comportamiento de los generadores respecto del rendimiento teórico, el PR, el generador policristalino se ha comportado mejor respecto a los otros dos generadores e incluso ha llegado a superar el 100% el día 21. Esto no es habitual pero es posible ya que el PR es un índice de rendimiento que relaciona la potencia entregada por los generadores respecto a la potencia nominal, la cual está medida en condiciones estándar (25°C, 1000 W/m²) y las condiciones reales pueden ser más favorables.

5.2.2.-Febrero

La evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, kWh/kWp, rendimiento y performance ratio son:



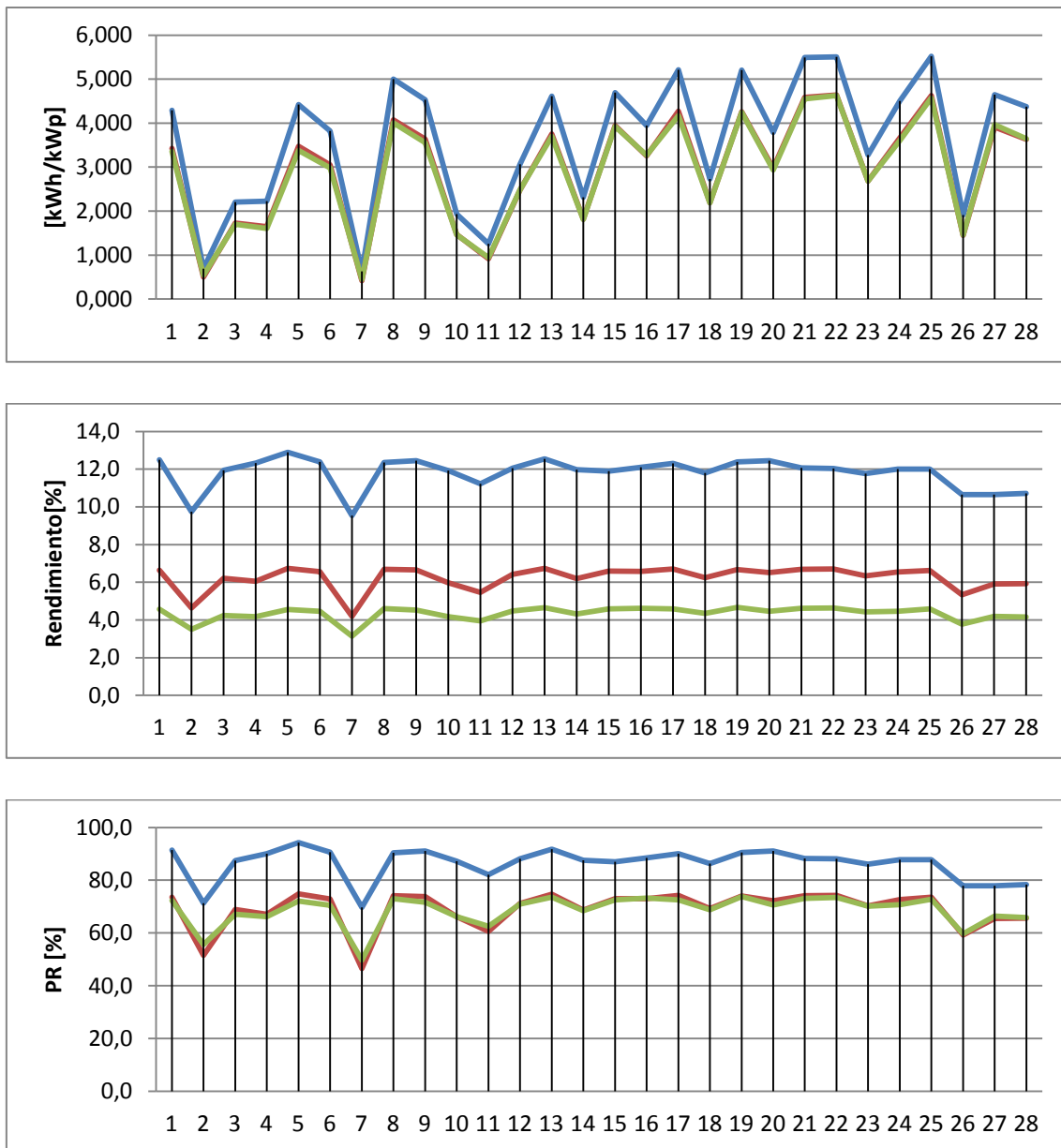


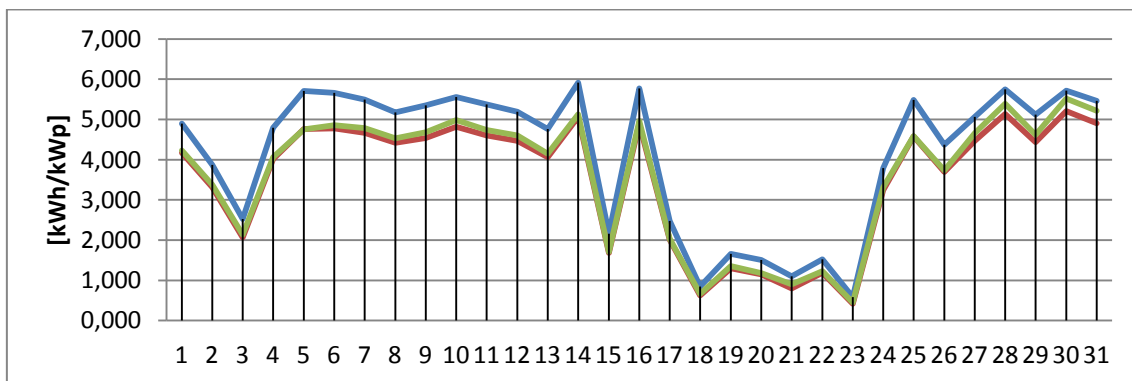
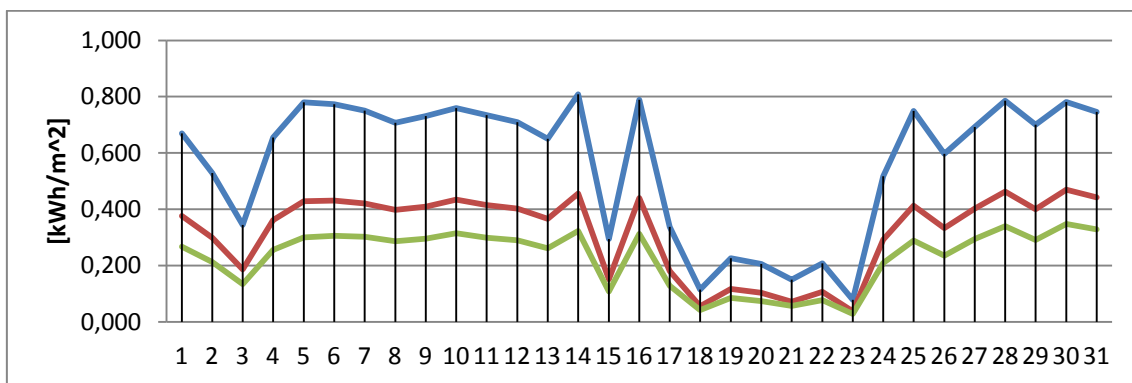
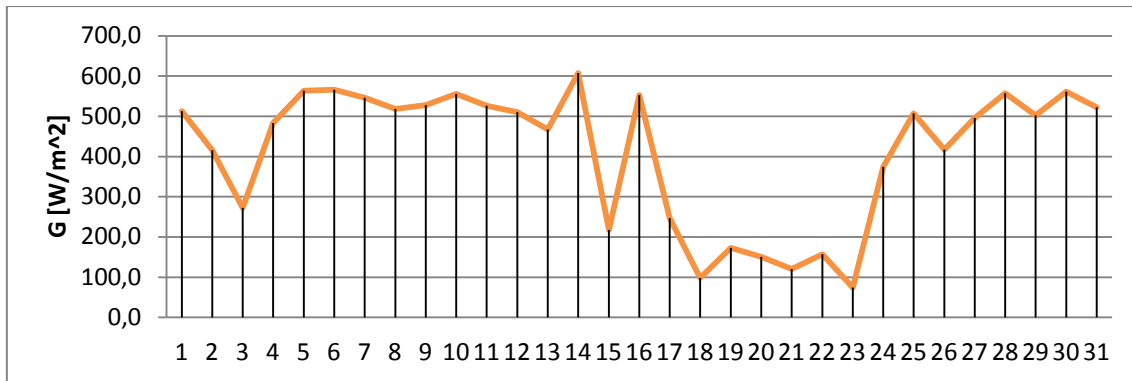
Figura 37: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio

De nuevo el PR es muy parecido en el generador amorfo y en el híbrido, concretamente su rendimiento medio mensual fue 69,1 y 68,7 respectivamente. Se observa como el día 27 los generadores híbrido y policristalino aumentaron su rendimiento y sin embargo el rendimiento del generador policristalino permaneció constante. Las tablas muestran como su rendimiento ha aumentado una décima mientras que su PR ha permanecido constante. Calculando la temperatura media durante las horas de sol para ese día se tiene que su temperatura ha sido de 27,3°C, un valor alto para el mes de Febrero, lo que ha afectado a su rendimiento.

La producción de energía por unidad de área ha sido muy superior en el caso del generador policristalino, al igual que en el mes de Enero

5.2.3.-Marzo

La evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, kWh/kWp, rendimiento y performance ratio es:



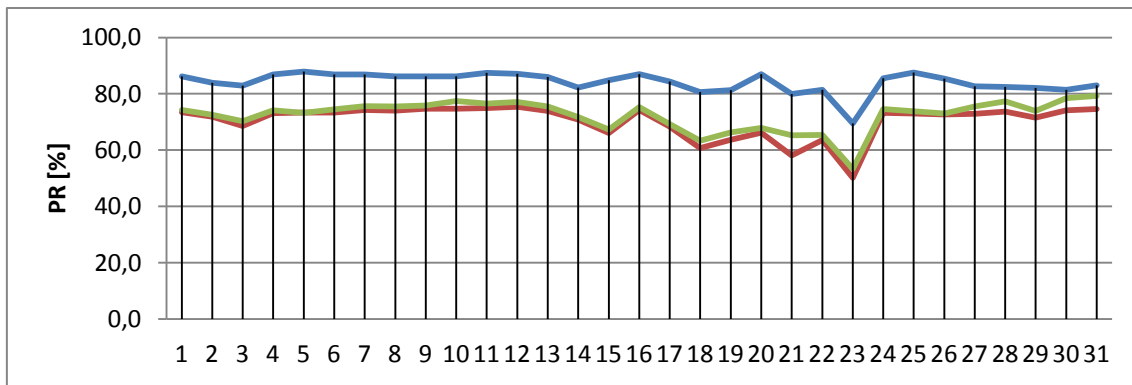
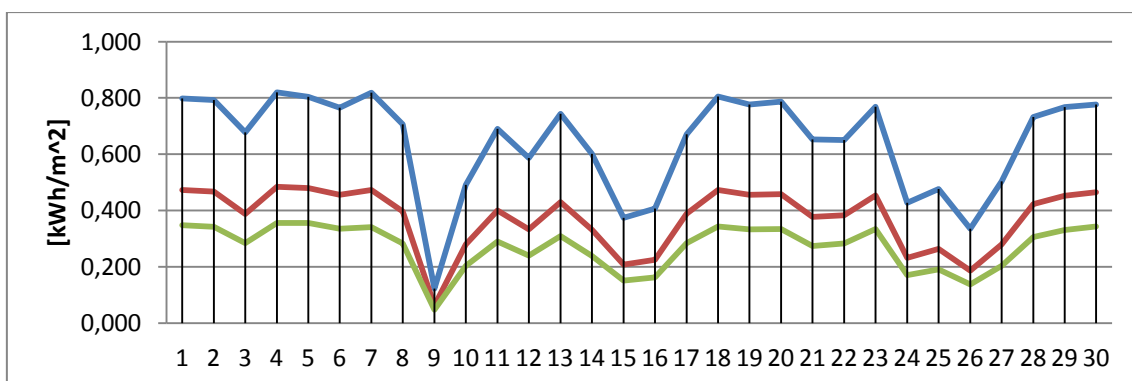
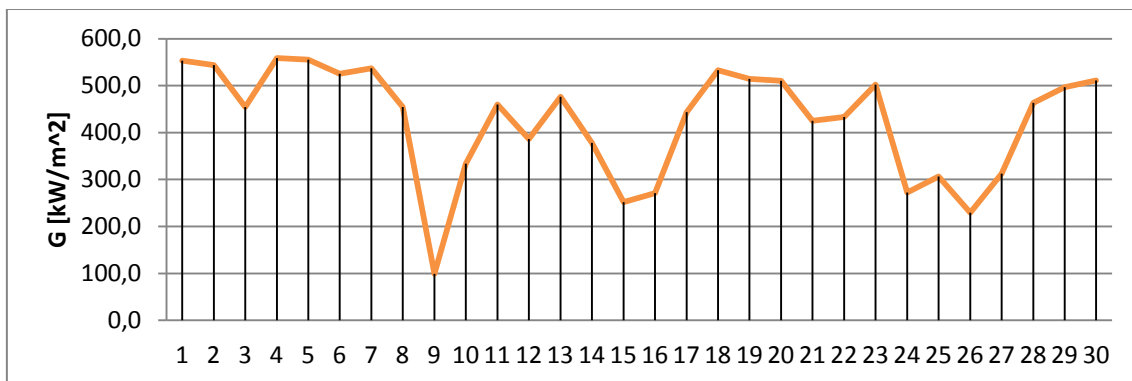


Figura 38: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio

Se observa como el día 21 tanto en el generador híbrido como en el policristalino descendió su rendimiento y PR, no así en el amorfo. Ese día y los días cercanos hubo una irradiancia muy baja. La temperatura del generador amorfo fue 11,6°C mientras que la de los otros dos generadores estuvo 0,5°C por encima.

5.2.4.-Abril

La evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, kWh/kWp, rendimiento y performance ratio en Abril es:



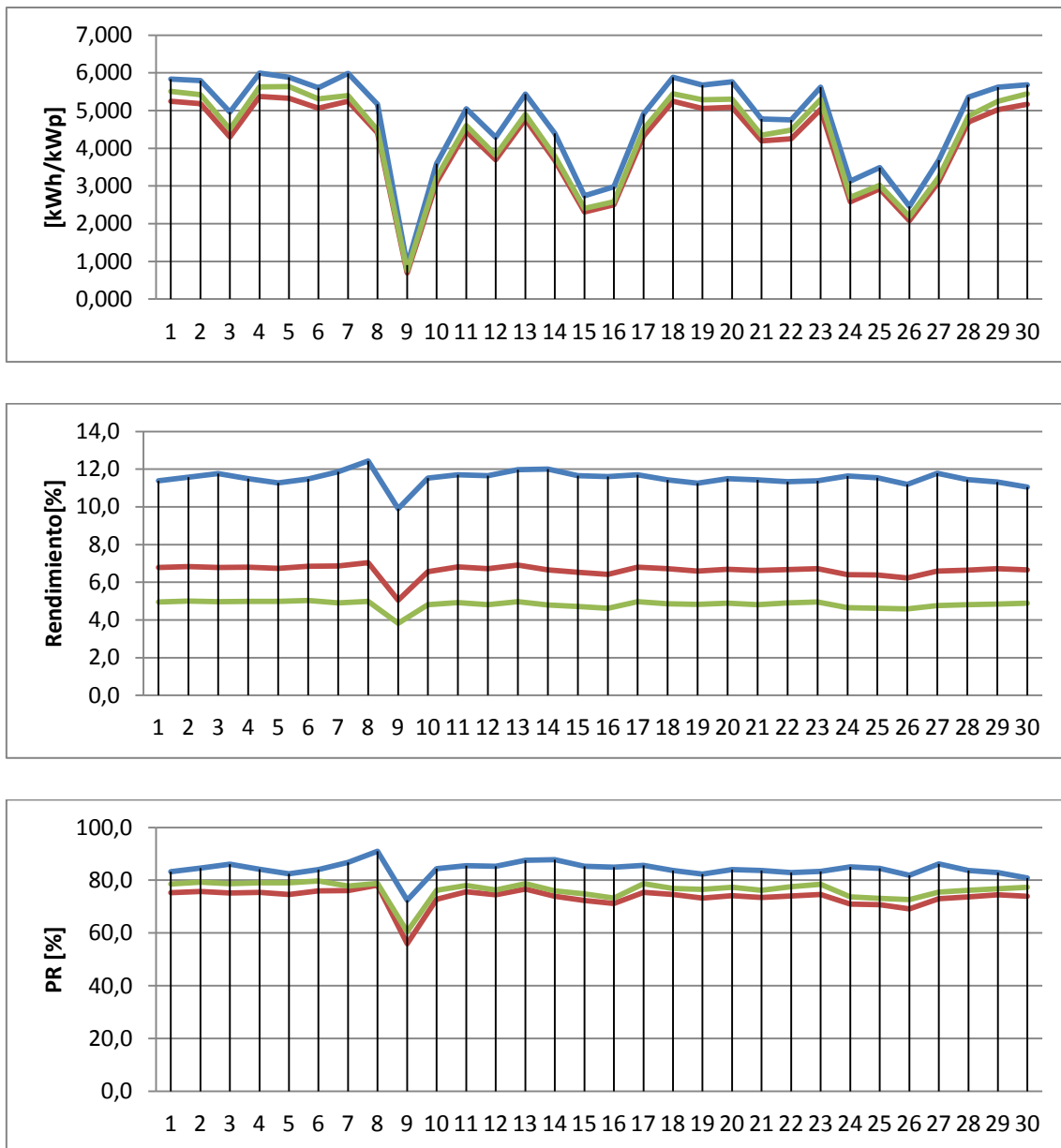
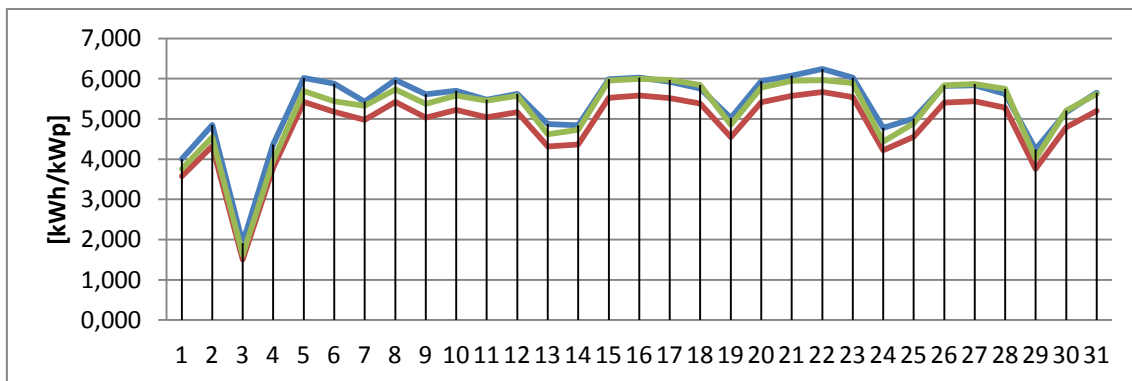
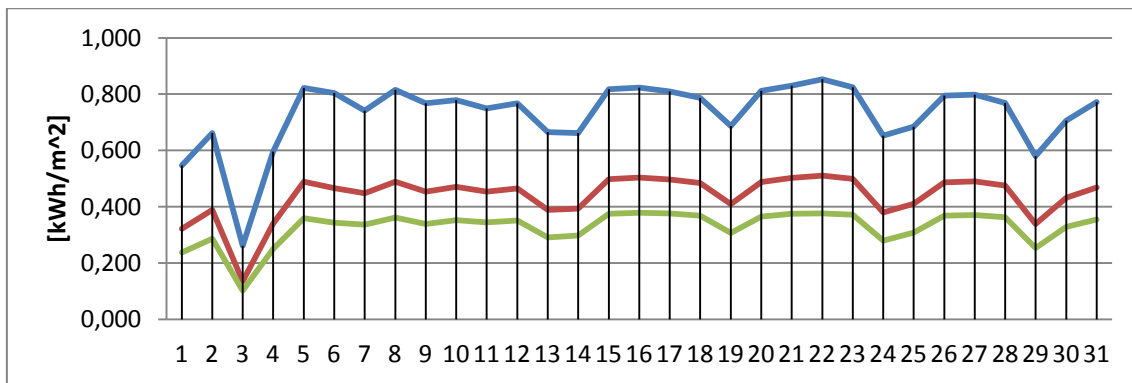
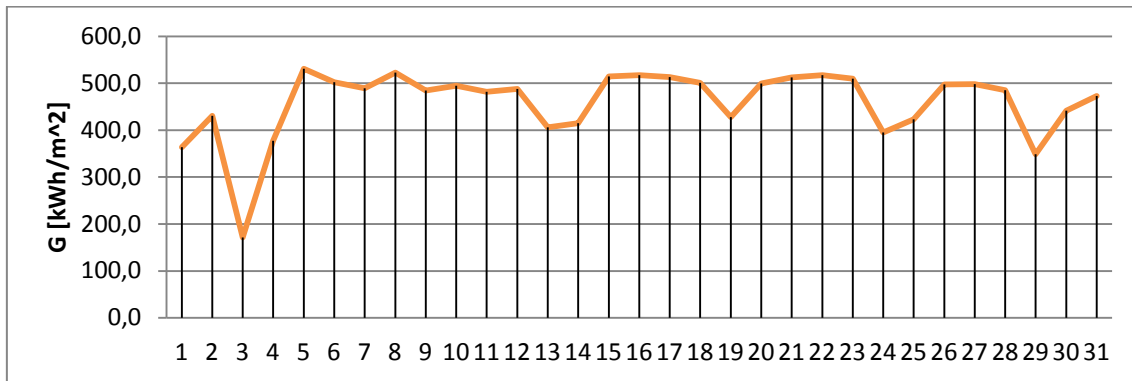


Figura 39: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio

Se observa una tendencia desde los meses atrás, según avanzan los meses y la temperatura va aumentando, los valores de performance ratio se van igualando, lo que implica que tanto el sistema fotovoltaico relativo al generador amorfo como el sistema fotovoltaico relativo al generador híbrido están aumentando su rendimiento real en relación a su rendimiento teórico. Esto se debe a que tanto el generador híbrido como el generador amorfo tienen coeficientes de temperatura α , β y γ menores.

5.2.5.-Mayo

La evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, kWh/kWp, rendimiento y performance ratio es:



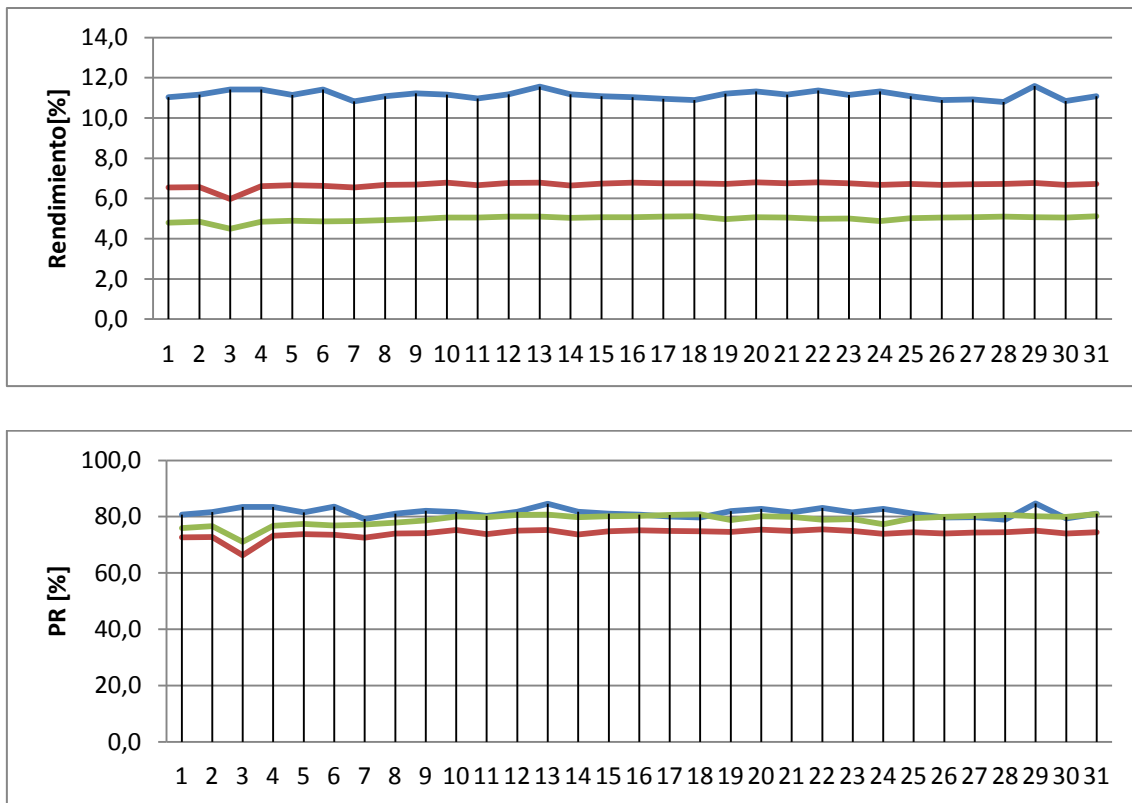
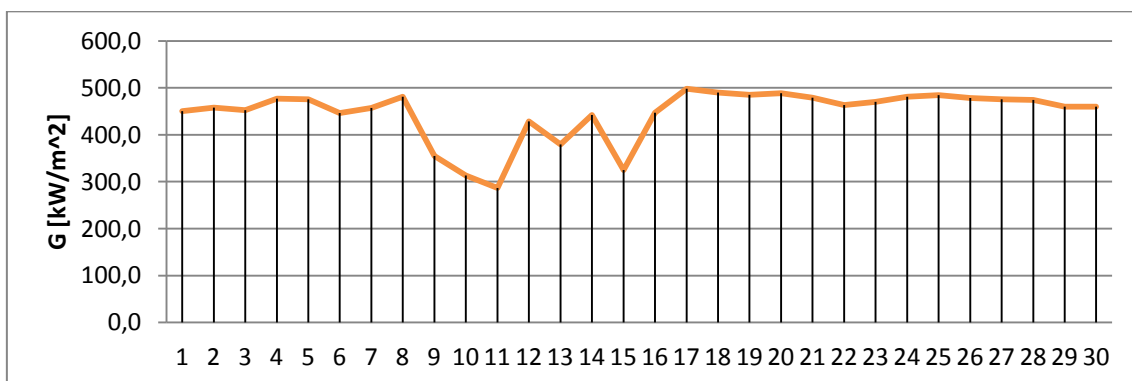


Figura 40: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio

Se observa como el generador monocristalino no ha acusado las condiciones de baja irradiancia del día 3. Calculando su T^a media para ese día se tiene que su T^a ha sido de 23,6°C.

5.2.6.-Junio

Y la gráfica de su evolución diaria se muestra a continuación:



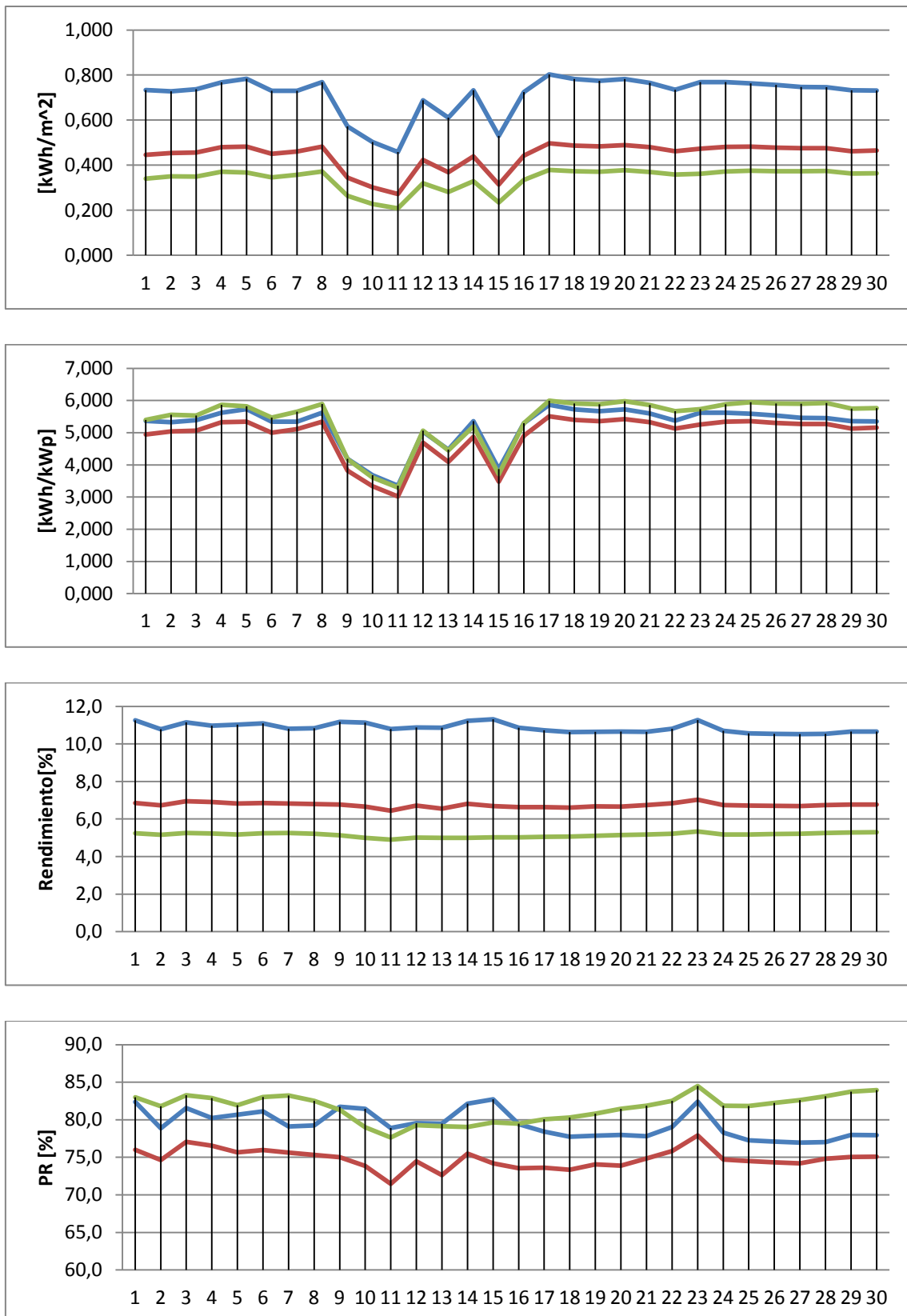


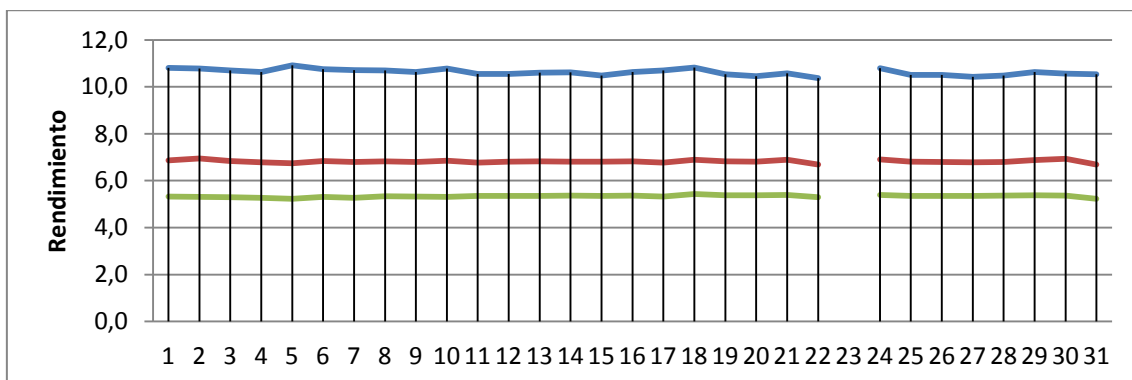
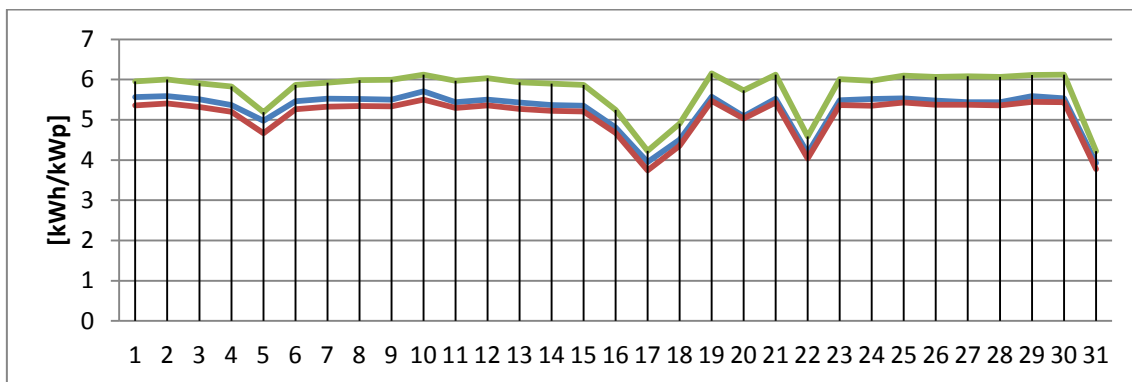
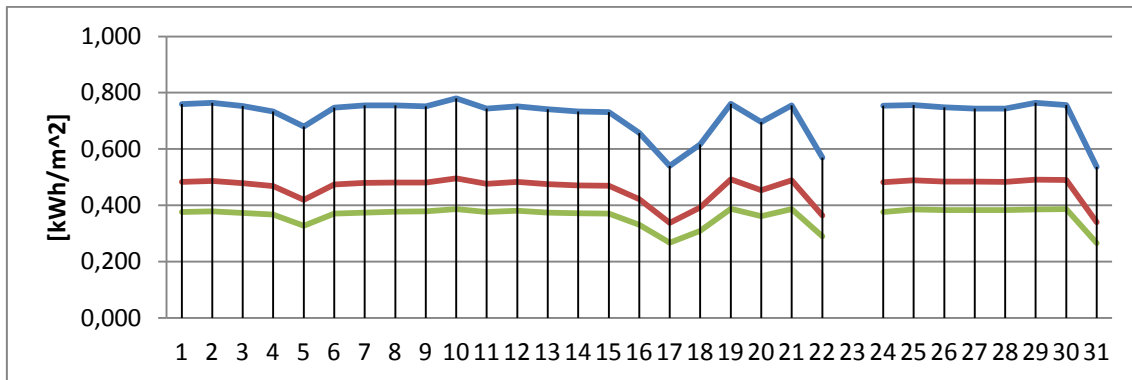
Figura 41: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio



Se observa como ya el PR del generador amorfo es superior en varios días al generador policristalino, algo que no había ocurrido hasta este mes.

5.2.7.-Julio

En Julio las gráficas correspondientes la evolución diaria de las variables de estudio son:



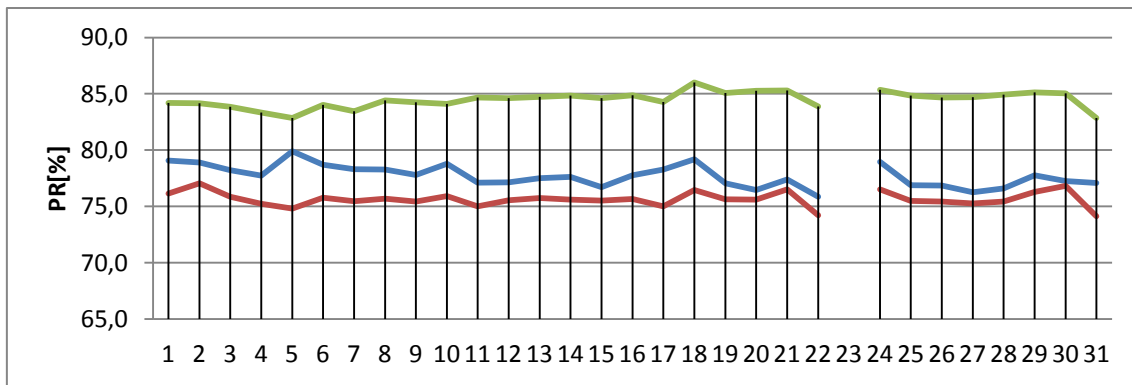


Figura 42: Evolución diaria de irradiancia, producción por metro cuadrado, rendimiento y performance ratio

En Julio, un mes que ha sido especialmente caluroso, el PR del generador amorfo ha estado muy por encima tanto del generador policristalino como del híbrido. El día 23 hubo una incidencia en el sistema de comunicaciones.

Una vez obtenidos los rendimientos de la instalación completa durante los siete meses se puede calcular los rendimientos de los generadores dividiendo entre el rendimiento del inversor:

	Policristalino	Híbrido	Amorfo
Instalación	11,4	6,6	4,9
Generador	12,53	7,25	5,38

5.3.-ANÁLISIS DÍAS ALTA/BAJA IRRADIANCIA

A continuación se va a analizar varios parámetros relativos a los generadores para dos días de irradiancia media/alta y para dos días de baja irradiancia. En este caso se ha utilizado el piranómetro Kipp&Zonen CMP11, el cual es capaz de captar la radiación para un mayor rango de longitudes de onda. A continuación se muestra una imagen:



Figura 42: Piranómetro Kipp&Zonen CMP11

En este caso se van a calcular el rendimiento del generador y el PR de la instalación para diferentes tramos del día. En el apartado anterior se ha supuesto que los tres generadores recibían la misma radiación solar, lo cual no es cierto debido a la disposición de los generadores en la azotea.

En primer lugar se calcula el rendimiento del inversor como el cociente de la potencia que entrega a la red entre la potencia que recibe del generador. Una vez obtenido éste es posible determinar el rendimiento del generador fotovoltaico η_{GFV} como el cociente del rendimiento del sistema fotovoltaico η_{SFV} entre el rendimiento del inversor η_{inv} .

En el inversor existen pérdidas por conducción y por conmutación, predominando estas últimas en inversores de alta frecuencia. Las pérdidas por conducción y conmutación son las que quedaran reflejadas en función del rendimiento del inversor.

También existen pérdidas en el inversor relacionadas con el no seguimiento del punto de máxima potencia. En este caso no se dispone de datos para evaluarlas y la curva de rendimiento referente al inversor con la que se va a trabajar con cambia al variar estas pérdidas.

Se va a suponer que los generadores operan en el punto de máxima potencia.

5.3.1-ANÁLISIS DIAS DE IRRADIANCIA MEDIA/ALTA

5.3.1.1.- 6 de Enero

El 6 de Enero fue un día soleado como se puede apreciar en las siguientes curvas de irradiancia promedio (promediada cada hora) y potencia promedio (promediada cada 15 minutos) entregada a la red:

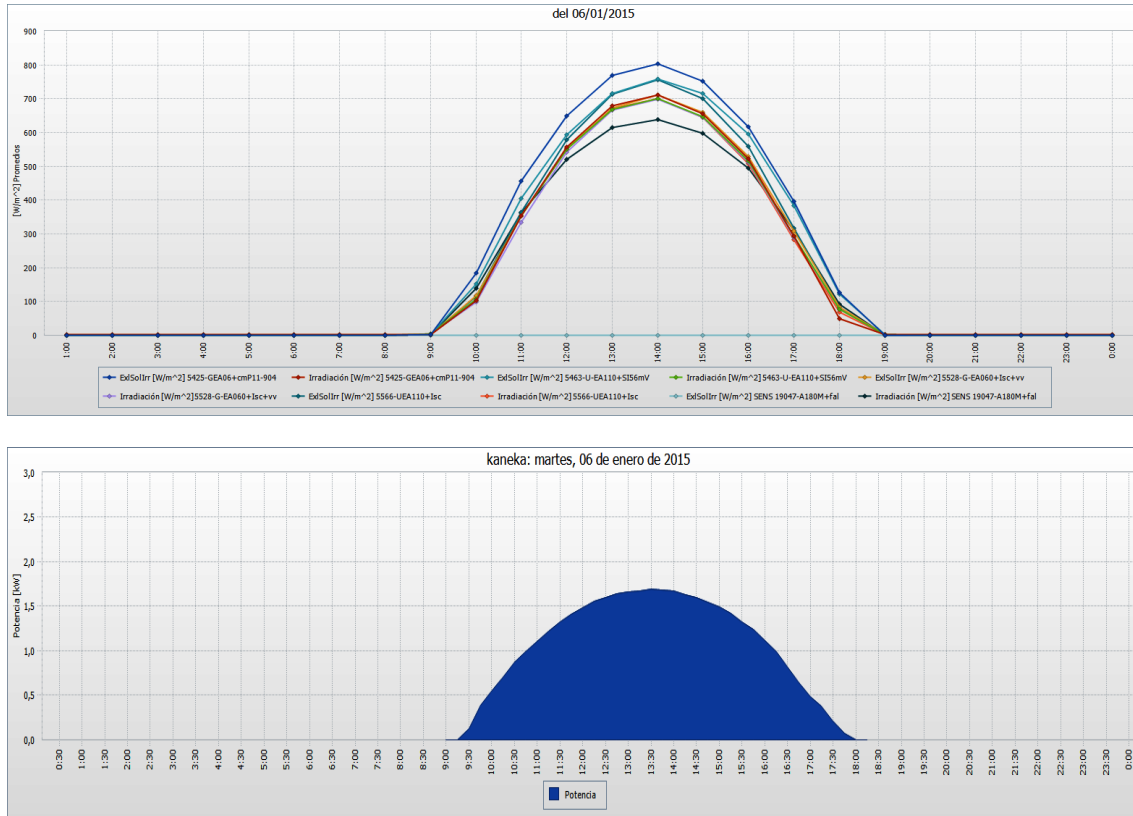


Figura 43: Irradiancia promedio y potencia promedio 6/1/15

A continuación se muestran los primeros y últimos valores de corriente eficaz promedio a la salida de los inversores:

06/01/15	INV1_A180M(6)_1080Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]	INV2_UEA110(8)_880Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]	INV3_GEA60(15)_900Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]
9:00	0	0	0
9:15	14,2	0	0
9:30	435,7	62,8	95,7
17:45	164,1	90,5	91,7
18:00	0	0	0,4
18:15	0	0	0

Tabla 1: Corriente eficaz promedio 6/1/15

INV1_A180M(6)_1080Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]: Relativo al generador policristalino.

INV2_UEA110(8)_880Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]: Relativo al generador híbrido.

INV3_GEA60(15)_900Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]: Relativo al generador amorfo.

Con estos valores es posible determinar que el inversor relativo al generador policristalino comenzó a entregar potencia a la red en el periodo comprendido entre las 9:00 y las 9:15 mientras que los inversores relativos a los generadores amorfo e híbrido comenzaron a entregar potencia a la red en el periodo comprendido entre las 9:15 y las 9:30. Llama la atención que el último inversor en dejar de suministrar corriente a la red sea el inversor relativo al generador amorfo, el cual ha presentado unos valores de corriente a su entrada (la responsable del arranque y parada del inversor) hasta ese momento inferiores al inversor relativo al generador policristalino. Esto se debe a la disposición de los generadores en la azotea. El murete de la azotea impide que parte de la radiación solar llegue al generador policristalino en las últimas horas del día al igual que impide que parte de la radiación solar llegue al generador amorfo durante las primeras horas del día. Esto se observa más claramente el 14 de Enero:

	INV1_A180M(6)_1080Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]	INV2_UEA110(8)_880Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]	INV3_GEA60(15)_900Wp / Corriente de red fase L1 / Promedios [mA]
14/01/2015			
17:15	92,4	40,4	59,6
17:30	0,2	0,0	23,4

Tabla 2: Corriente eficaz promedio 14/1/15

Previamente a que los inversores comenzaran a inyectar corriente a la red estuvieron en la fase de arranque necesaria para sincronizarse con la red en la cual los inversores aumentan progresivamente la tensión a su entrada.

El arranque de los inversores comienza al superarse un valor mínimo de irradiancia o irradiancia umbral (diferente para cada generador en función de su curva característica V-I para muy bajas irradiancias) con la que los generadores comienzan a suministrar



unos valores de corriente suficientemente altos para conmutar los inversores. En esta etapa la tensión a la entrada de los generadores aumenta progresivamente.

El inversor relativo al generador amorfo dejó de entregar potencia a la red poco después de las 17:45 ya que el valor registrado a las 18:00 es un valor muy próximo a 0 mA. Los inversores relativos a los generadores policristalino e híbrido dejaron de entregar potencia a la red en el periodo comprendido entre las 17:30 y las 17:45. Posteriormente comienza la parada de los inversores en la cual los inversores disminuyen progresivamente la tensión a su entrada. A continuación se muestra una tabla con las tensiones de entrada del inversor el día 6 de Enero:

06/01/2015	INV1_A180M(6)_1080Wp / Tensión CC entrada / Promedios [V]	INV2_UEA110(8)_880Wp / Tensión CC entrada / Promedios [V]	INV3_GEA60(15)_900Wp / Tensión CC entrada / Promedios [V]
9:00	231,2	222,3	203,4
9:15	247,3	241,2	231,1
9:30	194,9	241,5	217,8
9:45	228,9	198,4	173,8
10:00	230,6	198,8	175,4
17:45	174,9	194,5	153,7
18:00	229,9	215,7	201,9
18:15	200,6	177,3	169,6

Tabla 3: Tensión promedio de entrada 6/1/15

Los primeros valores de corriente a la entrada del inversor (promediada cada hora) se registraron a las 10:00 con lo que no se puede conocer en qué momento entre las 9:00 y las 10:00 comenzaron a suministrar corriente. Se puede deducir que el generador policristalino comenzó a suministrar corriente antes de las 09:15 ya que a esta hora el inversor relativo al generador policristalino ya había pasado la fase de arranque y estaba inyectando corriente a la red. De la misma forma se puede deducir que los generadores híbrido y amorfo comenzaron a generar corriente antes de las 09:30.

Se estudiará el rendimiento del inversor, del generador y del sistema fotovoltaico en el periodo comprendido entre las 10:00 y las 17:00, periodo en el cual se conocen los valores medios de tensiones y corrientes a la entrada y salida del inversor. Con esto se omiten los periodos de arranque y parada de los inversores junto con los tramos del día



en los cuales los generadores no han recibido la misma irradiancia debido a su disposición en la azotea. Se procede de esta forma para todos los días de estudio.

Analizando los inversores entre las 10:00 y las 17:00 se tiene:

INVERSOR INV2_UEA110(8)_880Wp(GENERADOR HÍBRIDO)

Como la corriente a la entrada del inversor (I_{dc}) está promediada cada hora es necesario tomar el valor medio del resto de magnitudes, tensión a la entrada (V_{dc}) y a la salida (V_{ac}) del inversor y corriente a la salida del inversor (I_{ac}), sobre una hora, para poder comparar la potencia a la salida y entrada del inversor. Por ejemplo, el valor registrado a las 10:15 es el valor promedio durante el periodo de tiempo comprendido entre las 10:00 y las 10:15.

Los inversores de la instalación declaran en su ficha técnica un factor de potencia unidad. Considerando esto cierto se tiene $P_{ac}=V_{ac}I_{ac}\cos\phi =V_{ac}I_{ac}$, siendo V_{ac} y I_{ac} valores eficaces promedio de tensión y corriente a la salida del inversor. La potencia de entrada es $P_{dc}=V_{dc}I_{dc}$ donde V_{dc} e I_{dc} son valores promedio de tensión y corriente continua a la entrada del inversor. El rendimiento medio del inversor en los diferentes tramos es:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

06/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	197			222	805		
10:30	196			222	1032		
10:45	193			221	1188		
11:00	192			221	1352		
Promedio	194	1389	270	221	1094	242	0,897
11:15	190			220	1513		
11:30	190			220	1650		
11:45	189			219	1765		
12:00	188			219	1872		
Promedio	189	2179	412	219	1700	373	0,906
12:15	187			218	1961		
12:30	186			218	2016		
12:45	185			217	2084		
13:00	183			217	2119		
Promedio	185	2671	495	218	2045	445	0,899
13:15	183			216	2121		
13:30	183			216	2151		
13:45	183			215	2145		
14:00	183			215	2123		
Promedio	183	2821	516	216	2135	461	0,892
14:15	183			215	2074		
14:30	183			214	2029		
14:45	182			214	1952		
15:00	183			213	1883		
Promedio	183	2615	479	214	1985	424	0,887
15:15	183			213	1790		
15:30	184			212	1657		
15:45	184			212	1529		
16:00	185			211	1378		
Promedio	184	2093	385	212	1588	337	0,874
16:15	184			211	1199		
16:30	186			210	972		
16:45	187			210	811		
17:00	189			209	630		
Promedio	187	1204	225	210	903	190	0,845

Tabla 4: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}

Los inversores fotovoltaicos están diseñados para dar el máximo rendimiento a media carga, régimen en el que operan la mayor parte del tiempo habitualmente. Respecto a la tensión de entrada se ven beneficiados cuando la tensión de los generadores (V_{dc} despreciando pérdidas en la línea de corriente continua) es menor, lo cual implica que un aumento de temperatura de los generadores indirectamente aumenta (ligeramente) el rendimiento del inversor. Esto no quiere decir que un aumento de temperatura de los generadores sea beneficioso ya que provoca que el rendimiento del sistema fotovoltaico disminuya.

El mejor rendimiento lo ha dado entre las 11:00 y las 12:00, periodo en el que ha estado más cerca del valor de P_{ac} óptimo (en torno a los 400 W). Una vez conocido el rendimiento del inversor se puede determinar el rendimiento del generador fotovoltaico como el cociente del rendimiento del sistema fotovoltaico y el rendimiento del inversor siendo el rendimiento del sistema fotovoltaico el cociente entre la potencia de salida del sistema $P_{ac}[W]$ y la potencia de entrada del sistema (la irradiancia multiplicada por el área).

El rendimiento del inversor que se ha obtenido es mayor que el rendimiento teórico de acuerdo a su curva de eficiencia. Esto ha sido así para todos los días. A continuación se muestra la curva de rendimiento del inversor:

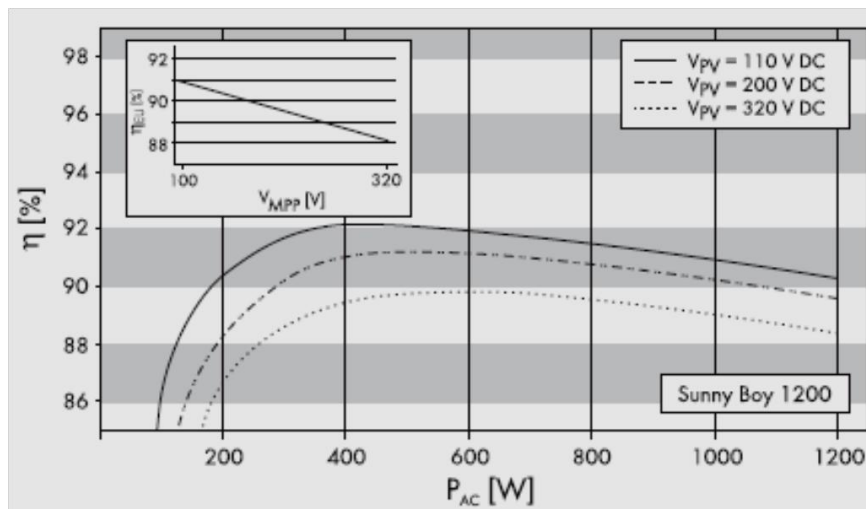


Figura 44: Curva de rendimiento Sunny Boy 1200

El inversor en su datasheet declara $\cos\phi=1$. Esto se ha considerado cierto pero existe la posibilidad de que durante algún tramo del día no haya entregado potencia a la red con factor de potencia unidad sino ligeramente inferior con lo que se tendría una potencia real $P=V \cdot I \cos\phi$ ligeramente inferior a la obtenida.

A continuación se muestra el rendimiento del sistema fotovoltaico, del generador y del inversor junto con la temperatura y la irradiancia:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

06/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η_{GFV}	η_{inv}	η_{SFV}	PR
10:15	8,7					
10:30	12,6					
10:45	17,9					
11:00	21,6					
Promedio	15,2	457	0,0605	0,897	0,0543	0,602
11:15	23,5					
11:30	24,1					
11:45	26,4					
12:00	28					
Promedio	25,5	650	0,0649	0,906	0,0588	0,652
12:15	28,9					
12:30	31,8					
12:45	33,6					
13:00	35,4					
Promedio	32,5	769	0,0659	0,899	0,0593	0,658
13:15	36,3					
13:30	35,9					
13:45	34,2					
14:00	35,4					
Promedio	35,5	803	0,0659	0,892	0,0588	0,652
14:15	36,2					
14:30	35,6					
14:45	35,7					
15:00	35,6					
Promedio	35,8	751	0,0653	0,887	0,0579	0,642
15:15	35,4					
15:30	34,4					
15:45	33,3					
16:00	31,4					
Promedio	33,6	618	0,0639	0,874	0,0558	0,619
16:15	30,0					
16:30	26,6					
16:45	23,2					
17:00	20,8					
Promedio	25,1	396	0,0581	0,845	0,0491	0,545

Tabla 5: Tª, G, η_{GFV} , η_{inv} , η_{SFV} y PR

Existe una relación entre la temperatura y la tensión V_{dc} de de la tabla anterior al igual que entre la irradiancia y la corriente I_{dc} de la tabla anterior como era de esperar ya que V_{dc} es la tensión del generador si se desprecian las pérdidas en la línea DC e I_{dc} es la corriente del generador. La tensión del generador V_{dc} disminuye durante las horas centrales del día, tramo del día en el que generalmente aumenta la Tª. Esto ocurre en todos los generadores.

El rendimiento del generador ha estado en torno al 6,5% salvo en el primer y último tramo en los que ha sido inferior. Tanto a las 13:00 como a las 14:00 ha tenido el mismo rendimiento medio, 6,59%. El aumento de 34 W/m^2 en la irradiancia media ha provocado el efecto opuesto al aumento de 3°C en la T^a media.

El PR ha estado en torno al 65% disminuyendo en los tramos inicial y final.

INVERSOR INV3_GEA60(15)_900Wp(GENERADOR AMORFO)

En el caso del generador amorfo se ha podido establecer el valor medio de la corriente eficaz a la salida del inversor para los mismos periodos de tiempo que el generador híbrido. A continuación se muestran los valores de V_{dc} , I_{dc} , P_{dc} , I_{ac} , V_{ac} , P_{ac} y η_{inv} :

06/01/2015	$V_{dc}[\text{V}]$	$I_{dc}[\text{mA}]$	$P_{dc}[\text{W}]$	$V_{ac}[\text{V}]$	$I_{ac}[\text{mA}]$	$P_{ac}[\text{W}]$	η_{inv}
10:15	176			222	785		
10:30	177			222	1009		
10:45	175			222	1176		
11:00	175			222	1339		
Promedio	176	1507	265	222	1078	243	0,916
11:15	173			221	1507		
11:30	174			221	1648		
11:45	173			221	1767		
12:00	172			221	1884		
Promedio	173	2379	412	221	1701	376	0,912
12:15	172			220	1975		
12:30	171			220	2039		
12:45	171			220	2112		
13:00	170			220	2158		
Promedio	171	2932	501	220	2071	450	0,898
13:15	169			219	2166		
13:30	169			219	2197		
13:45	170			219	2187		
14:00	169			219	2167		
Promedio	169	3122	528	219	2179	468	0,886
14:15	170			219	2116		
14:30	169			218	2068		
14:45	169			218	1994		
15:00	169			218	1929		
Promedio	169	2891	489	218	2027	433	0,885
15:15	169			218	1832		
15:30	169			217	1697		
15:45	170			217	1566		
16:00	170			217	1407		
Promedio	170	2322	394	217	1626	345	0,876
16:15	169			217	1224		
16:30	171			217	990		
16:45	169			216	816		
17:00	169			216	623		
Promedio	169	1338	227	216	913	195	0,863

Tabla 6: V_{dc} , I_{dc} , P_{dc} , I_{ac} , V_{ac} , P_{ac} y η_{inv}

El generador amorfo presenta una tensión menor que el generador híbrido y unos valores de corriente mayores. Sin embargo presenta una menor variación de tensión al aumentar la T^a . A continuación se muestra la tabla con los rendimientos detallados:

06/01/2015	$T^a[^\circ\text{C}]$	$G[\text{W}/\text{m}^2]$	η_{GFV}	η_{inv}	η_{SFV}	PR
10:15	8,2					
10:30	11,2					
10:45	16,0					
11:00	19,7					
Promedio	13,7	457	0,0407	0,916	0,0373	0,59
11:15	22,1					
11:30	23,6					
11:45	25,9					
12:00	27,7					
Promedio	24,9	650	0,0445	0,912	0,0405	0,642
12:15	28,8					
12:30	30,5					
12:45	32,3					
13:00	34,2					
Promedio	31,4	769	0,0458	0,898	0,0411	0,65
13:15	35,3					
13:30	34,9					
13:45	34,3					
14:00	34,9					
Promedio	34,9	803	0,0462	0,886	0,0409	0,648
14:15	35,0					
14:30	34,9					
14:45	35,2					
15:00	34,7					
Promedio	35,0	751	0,0457	0,885	0,0404	0,64
15:15	33,8					
15:30	33,3					
15:45	31,9					
16:00	30,2					
Promedio	32,3	618	0,0448	0,876	0,0392	0,621
16:15	28,4					
16:30	26,1					
16:45	23,4					
17:00	20,6					
Promedio	24,6	396	0,0402	0,863	0,0346	0,548

Tabla 7: T^a , G , η_{GFV} , η_{inv} , η_{SFV} y PR



Ha tenido unos rendimientos bajos, alrededor de 4,5% durante los tramos centrales y 4% en los tramos inicial y finales. El PR también ha sido bajo en todos los tramos.

INV1_A180M(6)_1080Wp(GENERADOR POLICRISTALINO)

El generador policristalino

06/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	229			221	1591		
10:30	225			221	1899		
10:45	220			221	2094		
11:00	217			222	2294		
Promedio	223	2134	475	221	1970	436	0,916
11:15	216			222	2493		
11:30	213			223	2654		
11:45	212			223	2788		
12:00	209			223	2909		
Promedio	212	3073	653	223	2711	604	0,926
12:15	208			224	3005		
12:30	205			224	3054		
12:45	205			224	3132		
13:00	204			224	3166		
Promedio	206	3630	746	224	3089	692	0,928
13:15	201			224	3159		
13:30	202			225	3194		
13:45	202			225	3187		
14:00	202			224	3148		
Promedio	202	3799	767	224	3172	712	0,928
14:15	202			224	3096		
14:30	203			224	3046		
14:45	203			224	2948		
15:00	203			223	2865		
Promedio	203	3553	721	224	2989	669	0,928
15:15	204			223	2755		
15:30	205			224	2587		
15:45	206			224	2434		
16:00	207			222	2248		
Promedio	205	2943	604	223	2506	560	0,926
16:15	209			222	2031		
16:30	211			221	1742		
16:45	227			221	1292		
17:00	215			221	949		
Promedio	216	1714	370	221	1504	333	0,9

Tabla 8: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}

El generador policristalino es el que mayor tensión presenta aunque también es el que ve más reducida su tensión al aumentar la T^a . Los valores de corriente que presenta son muy superiores a los de los generadores híbrido y amorfo. Por lo tanto su rendimiento será mayor como se puede observar en la siguiente tabla:

06/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η_{GFV}	η_{inv}	η_{SFV}	PR
10:15	8,7					
10:30	12,6					
10:45	18,3					
11:00	21,9					
Promedio	15,4	457	0,132	0,916	0,121	0,883
11:15	24,2					
11:30	25,8					
11:45	27,9					
12:00	29,5					
Promedio	26,9	650	0,127	0,926	0,118	0,860
12:15	30,9					
12:30	33,1					
12:45	34					
13:00	35,7					
Promedio	33,4	769	0,123	0,928	0,114	0,833
13:15	36,6					
13:30	36,7					
13:45	36					
14:00	36,9					
Promedio	36,5	803	0,121	0,928	0,112	0,821
14:15	36,6					
14:30	36,3					
14:45	35,4					
15:00	35,8					
Promedio	36	751	0,122	0,928	0,113	0,825
15:15	34,6					
15:30	34,6					
15:45	22,4					
16:00	31,7					
Promedio	33,6	618	0,124	0,926	0,115	0,839
16:15	29,7					
16:30	27,3					
16:45	24,3					
17:00	21,8					
Promedio	25,8	396	0,118	0,9	0,106	0,779

Tabla 9: Tª, G, η_{GFV} , η_{inv} , η_{SFV} y PR

Ha presentado tanto un rendimiento superior al 12% salvo en el último tramo. Al contrario que los otros dos generadores ha obtenido su rendimiento y PR máximo en el primer tramo, en el cual la Tª ha sido menor.

Comparando los rendimientos de los generadores durante los mismos tramos se observa cómo hay tramos en los que el rendimiento del generador policristalino disminuye al aumentar la Tª mientras que el del generador amorfo aumenta. El generador policristalino se ve mucho más afectado por el aumento de Tª.

5.3.1.2.- 25 de Enero

INVERSOR INV2_UEA110(8)_880Wp(GENERADOR HÍBRIDO)

Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:

25/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	192			223	1114		
10:30	191			223	1349		
10:45	189			223	1504		
11:00	189			222	1668		
Promedio	190	1804	344	223	1409	314	0,914
11:15	187			223	1812		
11:30	186			223	1953		
11:45	185			223	2063		
12:00	183			223	2160		
Promedio	185	2600	482	223	1997	446	0,926
12:15	183			224	2232		
12:30	182			224	2297		
12:45	182			224	2351		
13:00	180			225	2374		
Promedio	182	3075	558	224	2314	519	0,929
13:15	180			224	2400		
13:30	179			224	2419		
13:45	178			224	2397		
14:00	177			224	2381		
Promedio	179	3233	578	224	2399	537	0,930
14:15	177			224	2357		
14:30	178			223	2335		
14:45	180			224	2272		
15:00	178			223	2197		
Promedio	178	3087	551	223	2290	512	0,930
15:15	179			225	2096		
15:30	179			223	2011		
15:45	181			224	1872		
16:00	182			223	1753		
Promedio	180	2591	467	224	1933	432	0,926
16:15	182			223	1648		
16:30	182			224	1486		
16:45	183			223	1306		
17:00	182			223	1120		
Promedio	182	1858	339	223	1390	310	0,916
17:15	185			224	912		
17:30	185			222	680		
17:45	184			221	473		
18:00	184			223	216		
Promedio	184	800	147	222	570	127	0,860

Tabla 10: Vdc,Idc,Pdc,Iac,Vac,Pac y η_{inv}



Los valores de corriente han sido superiores a los del día 6 de Enero ya que los valores de irradiancia también han sido superiores alcanzándose un máximo de 885 W/m^2 entre las 13:00 y las 14:00.

La temperatura ha sido superior a la del día 6 de Enero, lo que ha conllevado un descenso en la tensión del generador.

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:

25/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
10:15	16,6					
10:30	20,8					
10:45	23,5					
11:00	25					
Promedio	21,5	545	0,0646	0,914	0,0590	0,655
11:15	27					
11:30	29,3					
11:45	32,8					
12:00	34,3					
Promedio	30,8	735	0,0672	0,926	0,0622	0,689
12:15	35,8					
12:30	36,8					
12:45	38,1					
13:00	39,3					
Promedio	37,5	851	0,0672	0,929	0,0624	0,693
13:15	39,8					
13:30	40,8					
13:45	42,9					
14:00	42,4					
Promedio	41,5	885	0,0668	0,93	0,0622	0,690
14:15	42,3					
14:30	40,5					
14:45	40					
15:00	39,6					
Promedio	40,6	843	0,0669	0,93	0,0622	0,690
15:15	39					
15:30	38,3					
15:45	37					
16:00	34,1					
Promedio	37,1	718	0,0666	0,926	0,0616	0,684
16:15	32,2					
16:30	32,9					
16:45	32,2					
17:00	29,4					
Promedio	31,6	535	0,0649	0,916	0,0594	0,659
17:15	26,9					
17:30	23,5					
17:45	20,5					
18:00	17,2					
Promedio	22	269	0,0562	0,86	0,0483	0,536

Tabla 11: Tª, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

Este día tanto los valores de irradiancia como los valores de Tª han sido superiores al día 6 de Enero. El rendimiento y el PR del generador híbrido en general han aumentado.

INVERSOR INV3_GEA60(15)_900Wp(GENERADOR AMORFO)

Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:

25/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	173			223	1096		
10:30	173			223	1329		
10:45	172			223	1489		
11:00	171			222	1660		
Promedio	172	1966	339	223	1394	314	0,927
11:15	171			224	1811		
11:30	170			224	1959		
11:45	169			224	2085		
12:00	168			224	2188		
Promedio	170	2853	484	224	2011	447	0,922
12:15	169			224	2270		
12:30	168			225	2338		
12:45	168			225	2398		
13:00	167			225	2434		
Promedio	168	3391	569	225	2360	520	0,913
13:15	167			225	2464		
13:30	166			224	2488		
13:45	166			224	2479		
14:00	166			224	2468		
Promedio	166	3584	595	224	2475	538	0,904
14:15	166			224	2445		
14:30	167			223	2414		
14:45	166			224	2344		
15:00	166			224	2274		
Promedio	166	3423	569	224	2369	513	0,901
15:15	166			225	2176		
15:30	166			222	2084		
15:45	167			223	1939		
16:00	168			223	1809		
Promedio	167	2888	481	223	2002	432	0,897
16:15	168			223	1693		
16:30	167			224	1528		
16:45	168			223	1342		
17:00	169			223	1152		
Promedio	168	2067	347	223	1429	310	0,894
17:15	167			225	931		
17:30	167			223	693		
17:45	168			222	499		
18:00	168			223	224		
Promedio	168	900	151	223	587	127	0,842

Tabla 12: Vdc,Idc,Pdc,Iac,Vac,Pac y η_{inv}

El generador amorfo desciende muy poco su tensión ante un aumento de T^a acusado como ha sucedido este día. Los valores de corriente son normales, superiores a los del generador híbrido al igual que el 6 de Enero.

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:



25/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
10:15	15,7					
10:30	19,8					
10:45	22,7					
11:00	24,8					
Promedio	20,8	545	0,0436	0,927	0,0404	0,64
11:15	26,9					
11:30	29,1					
11:45	32,2					
12:00	34,1					
Promedio	30,6	735	0,046	0,927	0,0426	0,675
12:15	35,2					
12:30	36,5					
12:45	37,6					
13:00	38,7					
Promedio	37	851	0,0462	0,927	0,0429	0,679
13:15	38,9					
13:30	40,1					
13:45	41,3					
14:00	41,1					
Promedio	40,4	885	0,046	0,927	0,0427	0,675
14:15	41,2					
14:30	39,9					
14:45	39,4					
15:00	39,4					
Promedio	39,9	843	0,046	0,927	0,0427	0,675
15:15	39					
15:30	37,6					
15:45	36,7					
16:00	34,6					
Promedio	37	718	0,0455	0,927	0,0422	0,668
16:15	33,3					
16:30	32,6					
16:45	31,5					
17:00	28,9					
Promedio	31,6	535	0,044	0,927	0,0407	0,645
17:15	26,7					
17:30	23,6					
17:45	20,4					
18:00	17,2					
Promedio	22	269	0,036	0,927	0,0332	0,526

Tabla 13: Tª, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

En general ha aumentado su rendimiento y PR ligeramente respecto del día 6 de Enero.

**INV1_A180M(6)_1080Wp(GENERADOR POLICRISTALINO)**

Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:

25/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	223			223	1964		
10:30	218			223	2271		
10:45	216			222	2453		
11:00	214			222	2656		
Promedio	218	2585	563	222	2336	519	0,922
11:15	212			224	2812		
11:30	210			224	2975		
11:45	206			224	3090		
12:00	206			223	3203		
Promedio	208	3495	728	224	3020	675	0,927
12:15	203			224	3279		
12:30	202			225	3350		
12:45	201			224	3401		
13:00	198			224	3420		
Promedio	201	4046	812	224	3362	754	0,928
13:15	198			224	3449		
13:30	197			224	3456		
13:45	195			224	3409		
14:00	195			224	3382		
Promedio	197	4197	825	224	3424	766	0,929
14:15	194			224	3350		
14:30	195			223	3337		
14:45	197			224	3257		
15:00	198			223	3154		
Promedio	196	4017	787	223	3275	732	0,929
15:15	197			226	3036		
15:30	199			223	2942		
15:45	200			224	2782		
16:00	202			223	2656		
Promedio	200	3451	689	224	2854	639	0,928
16:15	204			224	2519		
16:30	204			224	2309		
16:45	205			223	2084		
17:00	208			222	1856		
Promedio	205	2579	529	223	2192	489	0,923
17:15	222			223	1255		
17:30	198			221	1166		
17:45	202			220	789		
18:00	174			221	455		
Promedio	199	1130	225	222	916	203	0,902

Tabla 14: Vdc,Idc,Pdc,Iac,Vac,Pac y η_{inv}

Al igual que el 6 de Enero, ve reducida notablemente su tensión ante el aumento de temperatura. La corriente que genera de nuevo es superior a la de los otros generadores.

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:

25/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
10:15	16,2					
10:30	20					
10:45	22,8					
11:00	24,4					
Promedio	20,8	545	0,131	0,922	0,121	0,882
11:15	27,2					
11:30	29,0					
11:45	32,7					
12:00	34,3					
Promedio	30,8	735	0,125	0,927	0,116	0,85
12:15	36					
12:30	36,5					
12:45	37,7					
13:00	39,5					
Promedio	37,4	851	0,121	0,928	0,112	0,82
13:15	40					
13:30	41,2					
13:45	43,4					
14:00	43,6					
Promedio	42	885	0,118	0,929	0,110	0,801
14:15	43,6					
14:30	42,1					
14:45	41,8					
15:00	42,2					
Promedio	42,4	843	0,118	0,929	0,110	0,803
15:15	41,4					
15:30	40,4					
15:45	39,2					
16:00	36,4					
Promedio	39,3	718	0,121	0,928	0,113	0,823
16:15	34,8					
16:30	34,6					
16:45	33,3					
17:00	30,4					
Promedio	33,3	535	0,125	0,923	0,116	0,847
17:15	28					
17:30	24,7					
17:45	21,4					
18:00	17,9					
Promedio	23	269	0,106	0,902	0,096	0,699

Tabla 15: Tª, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

Comparando los rendimientos de los distintos generadores para este día se tiene que en el tramo de 10:00 a 11:00 el rendimiento aumenta en los generadores amorfo e híbrido mientras que en el policristalino disminuye. Esto se debe a que aunque ha aumentado la irradiancia, también ha aumentado la temperatura 10°C en el generador policristalino lo



que ha provocado un descenso en su rendimiento. En todos los tramos el rendimiento y PR del policristalino es muy superior.

5.4.2.-DIAS DE BAJA IRRADIANCIA

5.4.2.1-15 de Enero

INVERSOR INV2_UEA110(8)_880Wp(GENERADOR HÍBRIDO)

El primer valor de corriente a la salida se registró a las 11:15 y el último a las 17:00 por lo que se analizará el rendimiento del inversor entre las 12:00 y las 16:00.

Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:

15/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
12:15	190			224	653		
12:30	189			225	1244		
12:45	189			225	2098		
13:00	187			224	1463		
Promedio	189	1782	337	224	1365	306	0,91
13:15	186			223	991		
13:30	188			224	1037		
13:45	186			224	479		
14:00	185			224	613		
Promedio	186	1058	197	224	780	175	0,886
14:15	188			224	1091		
14:30	186			224	812		
14:45	186			224	425		
15:00	184			223	551		
Promedio	186	981	183	224	720	161	0,883
15:15	188			223	765		
15:30	182			224	373		
15:45	182			222	294		
16:00	185			221	162		
Promedio	184	580	107	222	399	88,6	0,830

Tabla 16: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}

El rendimiento del inversor ha descendido en relación a los días de alta irradiancia al entregar una potencia muy baja.

En condiciones de baja irradiancia la corriente ha descendido notablemente. La tensión está en unos niveles acordes con la T^a de la célula.

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

15/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
12:15	13,4					
12:30	18,2					
12:45	25					
13:00	27,8					
Promedio	21,1	497	0,0694	0,91	0,0631	0,7
13:15	21					
13:30	19,2					
13:45	17,4					
14:00	16,6					
Promedio	18,5	291	0,0695	0,886	0,0615	0,682
14:15	18,8					
14:30	19,9					
14:45	15,8					
15:00	15,1					
Promedio	17,4	276	0,0678	0,883	0,0599	0,664
15:15	17,1					
15:30	15,8					
15:45	14,8					
16:00	13,4					
Promedio	15,3	161	0,068	0,83	0,0564	0,626

Tabla 17: Tª, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

Tanto el rendimiento como el PR son muy parecidos al día 25 de Enero, día en el que la Tª del generador se elevó por encima de los 40°C y los niveles de irradiancia fueron muy altos. En este caso la irradiancia ha sido mucho menor pero la Tª también ha sido muy inferior.

INVERSOR INV3_GEA60(15)_900Wp(GENERADOR AMORFO)

El primer valor de corriente a la salida se registró a las 11:15 y el último a las 17:00 por lo que se analizará el rendimiento del inversor entre las 12:00 y las 16:00.

Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

15/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
12:15	172			223	668		
12:30	173			224	1253		
12:45	172			225	2100		
13:00	169			224	1494		
Promedio	172	1967	338	224	1379	306	0,905
13:15	172			223	1018		
13:30	172			224	1056		
13:45	168			224	508		
14:00	171			225	644		
Promedio	171	1186	202	224	806	175	0,863
14:15	171			224	1094		
14:30	170			224	851		
14:45	169			224	466		
15:00	170			224	581		
Promedio	170	1116	190	224	748	161	0,851
15:15	171			223	792		
15:30	171			225	410		
15:45	169			223	335		
16:00	164			221	174		
Promedio	169	670	113	223	428	88,9	0,786

Tabla 18: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:

15/01/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η_{GFV}	η_{inv}	η_{SFV}	PR
12:15	12,8					
12:30	17,3					
12:45	24,1					
13:00	27,2					
Promedio	20,4	497	0,0477	0,905	0,0432	0,684
13:15	20,6					
13:30	18,5					
13:45	16,8					
14:00	16,1					
Promedio	18	291	0,0488	0,863	0,0421	0,667
14:15	18,5					
14:30	19,7					
14:45	15,5					
15:00	14,7					
Promedio	17,1	276	0,0482	0,851	0,0410	0,649
15:15	16,8					
15:30	15,3					
15:45	14,2					
16:00	12,9					
Promedio	14,8	161	0,0493	0,786	0,0388	0,614

Tabla 19: Tª, G, η_{GFV} , η_{inv} , η_{SFV} y PR

Tanto el rendimiento como el PR son muy bajos.

INV1_A180M(6)_1080Wp(GENERADOR POLICRISTALINO)

El primer valor de corriente a la salida se registró a las 9:45 y el último a las 17:00 por lo que se analizará el rendimiento del inversor entre las 10:00 y las 16:00.

Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:

15/01/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[V]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	214			217	182		
10:30	205			217	135		
10:45	213			218	150		
11:00	205			217	146		
Promedio	209	232	48,5	218	153	33,3	0,686
11:15	216			218	233		
11:30	218			218	362		
11:45	220			218	524		
12:00	219			219	588		
Promedio	218	520	113	218	427	93,1	0,821
12:15	221			222	1032		
12:30	221			223	1927		
12:45	214			224	3147		
13:00	211			223	2206		
Promedio	217	2338	507	223	2078	463	0,912
13:15	217			222	1538		
13:30	218			222	1604		
13:45	215			222	761		
14:00	217			222	967		
Promedio	217	1377	299	222	1217	270	0,904
14:15	216			222	1673		
14:30	215			222	1244		
14:45	215			222	672		
15:00	217			222	864		
Promedio	215	1281	276	222	1113	247	0,896
15:15	217			222	1211		
15:30	216			222	613		
15:45	216			220	499		
16:00	212			219	272		
Promedio	215	769	165	221	649	143	0,866

Tabla 20: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}

Presenta unas tensiones elevadas especialmente en los primeros tramos, donde la Tª ese día fue más baja.

Los valores de corriente que está entregando son muy inferiores a los de los días de alta irradiancia.

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:

15/01/2015	T ^a [°C]	G[W/m ²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
10:15	6,9					
10:30	6,7					
10:45	6,8					
11:00	6,7					
Promedio	6,8	44,4	0,138	0,686	0,095	0,695
11:15	7,4					
11:30	8,1					
11:45	9,6					
12:00	10,4					
Promedio	8,9	110	0,13	0,821	0,107	0,783
12:15	12,5					
12:30	17					
12:45	23,6					
13:00	25,3					
Promedio	19,6	497	0,129	0,912	0,118	0,862
13:15	18,6					
13:30	17,5					
13:45	16					
14:00	15,6					
Promedio	16,9	291	0,13	0,904	0,118	0,86
14:15	18,1					
14:30	19,1					
14:45	15					
15:00	14,6					
Promedio	16,7	276	0,127	0,896	0,113	0,83
15:15	16,5					
15:30	15					
15:45	14,1					
16:00	12,9					
Promedio	14,6	161	0,13	0,866	0,113	0,824

Tabla 21: T^a, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

El rendimiento del generador es alto, en torno al 13%. El PR es muy bajo para ser el generador policristalino entre las 10:00 y las 11:00, periodo en el que la irradiancia ha sido muy baja, 44,4W/m².

5.4.2.2.- 9 de Abril

INVERSOR INV2_UEA110(8)_880Wp(GENERADOR HÍBRIDO)

El primer valor registrado de corriente que el inversor conectado al generador híbrido comenzó a suministrar a la red se produjo a las 09:30, lo cual indica que comenzó a suministrar corriente a la red entre las 09:15 y las 09:30. A las 10:15 se registraron 0 mA por lo que entre la 10:00 y las 10:15 tampoco suministró corriente a la red como se observa en la siguiente gráfica:

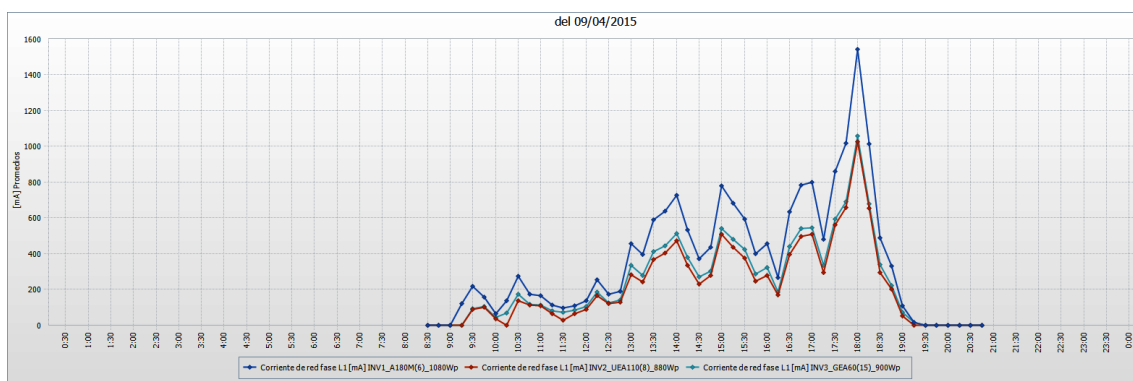


Figura 45: Valor medio de las corrientes a la salida del inversor

Lo que ha ocurrido es que con los primeros valores de radiación se superó la irradiancia umbral a partir de la cual el inversor se pone en marcha, y tras pasar la fase de arranque y llevar un breve periodo de tiempo inyectando corriente a la red, la radiación recibida por los generadores descendió provocando que la corriente del generador híbrido fuera suficientemente pequeña como para provocar el paro del inversor. Desafortunadamente, al registrarse los valores de irradiancia cada hora, no es posible observar el valor aproximado de irradiancia para el cual el inversor comenzó la parada.

Esta situación no es habitual pero puede ocurrir especialmente en días de baja irradiancia y nubosidad variable. En esta ocasión ha ocurrido solo en el generador híbrido, el generador que presenta menor corriente de cortocircuito de los tres.

El inversor conectado al generador híbrido dejó de inyectar potencia a la red entre las 19:00 y las 19:15. El rendimiento del inversor entre las 11:00 y las 19:00 fue:

09/04/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[W]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
11:15	150			220	66		
11:30	102			222	27		
11:45	147			221	66		
12:00	155			221	89		
Promedio	138	158	21,8	221	62	13,7	0,628
12:15	183			222	164		
12:30	186			222	120		
12:45	178			222	129		
13:00	186			222	284		
Promedio	183	292	53,5	222	174	38,7	0,722
13:15	188			222	244		
13:30	189			222	370		
13:45	188			222	404		
14:00	189			223	471		
Promedio	189	538	101	222	372	82,6	0,814
14:15	189			222	335		
14:30	189			221	229		
14:45	190			221	277		
15:00	193			222	508		
Promedio	190	487	92,6	221	337	74,7	0,806
15:15	191			222	438		
15:30	188			221	375		
15:45	188			221	246		
16:00	188			222	280		
Promedio	189	490	92,5	221	335	74,2	0,802
16:15	188			221	168		
16:30	187			222	396		
16:45	188			222	498		
17:00	187			222	511		
Promedio	188	565	106	222	393	87,2	0,824
17:15	184			221	293		
17:30	188			221	562		
17:45	188			221	657		
18:00	190			222	1027		
Promedio	187	858	161	221	635	140	0,873

Tabla 22: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}

Este día la T^a fue baja por lo que los valores de tensión que presenta el generador son elevados.

La irradiancia fue cambiante, lo que se traduce en unos valores de corriente que aumentan durante una hora para disminuir la siguiente. De igual forma el rendimiento y PR han variado.

Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

09/04/2015	T ^a [°C]	G[W/m ²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
11:15	8,7					
11:30	8,6					
11:45	8,2					
12:00	7,9					
Promedio	8,4	29,5	0,0759	0,628	0,0476	0,528
12:15	8,2					
12:30	8,3					
12:45	7,8					
13:00	8,4					
Promedio	8,2	66,3	0,0829	0,722	0,0598	0,663
13:15	8,8					
13:30	8,9					
13:45	9,4					
14:00	9,8					
Promedio	9,2	132	0,079	0,814	0,0643	0,713
14:15	9,7					
14:30	9,3					
14:45	9,5					
15:00	10,5					
Promedio	9,7	120	0,0793	0,806	0,0639	0,709
15:15	10,2					
15:30	10,1					
15:45	9,9					
16:00	10,2					
Promedio	10,1	122	0,0778	0,802	0,0624	0,692
16:15	10,3					
16:30	11,4					
16:45	12,9					
17:00	14,3					
Promedio	12,2	147	0,0737	0,824	0,0607	0,673
17:15	12,9					
17:30	13,2					
17:45	14					
18:00	17					
Promedio	14,3	226	0,0727	0,873	0,0635	0,704

Tabla 23: T^a, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

INVERSOR INV3_GEA60(15)_900Wp(GENERADOR AMORFO)

El primer valor registrado de corriente que el inversor conectado al generador amorfo comenzó a suministrar a la red se produjo a las 09:30, lo cual indica que comenzó a suministrar a la red entre las 09:15 y las 09:30. Dejó de inyectar potencia a la red entre las 19:15 y las 19:30. Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:



09/04/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[W]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	207			221	69,3		
10:30	164			223	174		
10:45	177			221	117		
11:00	178			221	113		
Promedio	181	221	40,1	221	118	26,2	0,652
11:15	170			220	82,4		
11:30	158			222	74,1		
11:45	161			222	83		
12:00	161			222	104		
Promedio	163	186	30,3	222	86	19	0,627
12:15	174			222	185		
12:30	168			223	127		
12:45	177			222	140		
13:00	172			223	336		
Promedio	173	341	59,1	223	197	43,8	0,741
13:15	169			222	280		
13:30	174			222	413		
13:45	175			223	443		
14:00	175			223	512		
Promedio	173	636	110	223	412	91,7	0,833
14:15	172			223	381		
14:30	170			222	270		
14:45	171			222	302		
15:00	174			223	542		
Promedio	172	636	109	222	374	83,1	0,760
15:15	174			223	481		
15:30	173			222	425		
15:45	172			222	287		
16:00	174			223	324		
Promedio	173	593	103	222	379	84,3	0,822
16:15	170			222	186		
16:30	173			223	441		
16:45	175			222	542		
17:00	174			222	547		
Promedio	173	658	114	222	429	95,4	0,839
17:15	171			222	335		
17:30	173			221	595		
17:45	172			222	692		
18:00	174			222	1058		
Promedio	173	980	169	222	670	148,6	0,878
18:15	173			223	678		
18:30	171			222	339		
18:45	171			223	224		
19:00	139			222	71,4		
Promedio	163	522	85,2	222	328	72,9	0,855

Tabla 24: Vdc,Idc,Pdc,Iac,Vac,Pac y η_{inv}

La corriente, el rendimiento y el PR aumentan para luego volver a disminuir.



Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:

09/04/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η_{GFV}	η_{inv}	η_{SFV}	PR
10:15	7,5					
10:30	8,1					
10:45	7,7					
11:00	7,7					
Promedio	7,7	50,5	0,0559	0,652	0,0364	0,577
11:15	8,1					
11:30	8,1					
11:45	7,6					
12:00	7,3					
Promedio	7,8	29,5	0,0722	0,627	0,0453	0,717
12:15	7,7					
12:30	7,7					
12:45	7,3					
13:00	8,0					
Promedio	7,7	66,3	0,0626	0,741	0,0464	0,734
13:15	8,4					
13:30	8,5					
13:45	9,1					
14:00	9,5					
Promedio	8,9	132	0,0587	0,833	0,0489	0,774
14:15	9,4					
14:30	8,8					
14:45	8,6					
15:00	10,1					
Promedio	9,2	120	0,0641	0,76	0,0487	0,771
15:15	9,9					
15:30	9,9					
15:45	9,4					
16:00	9,6					
Promedio	9,7	122	0,059	0,822	0,0485	0,768
16:15	9,4					
16:30	11					
16:45	12,8					
17:00	14,5					
Promedio	11,9	147	0,0542	0,839	0,0455	0,720
17:15	13					
17:30	13,4					
17:45	14,4					
18:00	17,7					
Promedio	14,6	226	0,0526	0,878	0,0461	0,731
18:15	16,6					
18:30	14					
18:45	12,2					
19:00	10,7					
Promedio	13,4	120	0,05	0,855	0,0427	0,677

Tabla 25: Tª, G, η_{GFV} , η_{inv} , η_{SFV} y PR

INV1_A180M(6)_1080Wp(GENERADOR POLICRISTALINO)



Los valores registrados por el inversor y su rendimiento son:

09/04/2015	Vdc[V]	Idc[mA]	Pdc[W]	Vac[W]	Iac[mA]	Pac[W]	η_{inv}
10:15	226			218	138		
10:30	216			220	276		
10:45	218			218	172		
11:00	216			217	167		
Promedio	219	261	57,2	218	188	41,1	0,719
11:15	215			217	114		
11:30	179			219	98		
11:45	186			219	110		
12:00	195			219	136		
Promedio	194	199	38,6	218	115	25	0,648
12:15	217			219	254		
12:30	215			220	173		
12:45	217			219	190		
13:00	219			219	456		
Promedio	217	354	76,9	219	268	58,8	0,766
13:15	218			219	397		
13:30	221			219	591		
13:45	222			220	637		
14:00	223			220	729		
Promedio	221	686	152	220	588	129	0,852
14:15	220			220	534		
14:30	218			218	371		
14:45	218			219	435		
15:00	223			220	779		
Promedio	220	686	151	219	530	116	0,770
15:15	222			220	684		
15:30	220			219	592		
15:45	217			218	400		
16:00	218			219	457		
Promedio	219	633	139	219	533	117	0,843
16:15	214			219	267		
16:30	220			220	636		
16:45	220			219	786		
17:00	218			219	799		
Promedio	218	727	158	219	622	136	0,860
17:15	216			218	482		
17:30	219			218	861		
17:45	220			218	1019		
18:00	218			219	1541		
Promedio	218	1094	239	218	976	213	0,891
18:15	217			219	1013		
18:30	214			218	490		
18:45	213			219	330		
19:00	172			218	109		
Promedio	204	588	120	219	485	106	0,884

Tabla 26: Vdc, Idc, Pdc, Iac, Vac, Pac y η_{inv}



Los diferentes rendimientos y el PR a diferentes temperaturas e irradiancias son:

09/04/2015	Tª[°C]	G[W/m²]	η _{GFV}	η _{inv}	η _{SFV}	PR
10:15	8					
10:30	8,6					
10:45	8,1					
11:00	8,1					
Promedio	8,2	50,5	0,143	0,719	0,103	0,754
11:15	8,3					
11:30	8,4					
11:45	8,0					
12:00	7,8					
Promedio	8,1	29,5	0,166	0,648	0,107	0,786
12:15	8,1					
12:30	8,2					
12:45	7,8					
13:00	8,5					
Promedio	8,1	66,3	0,147	0,766	0,112	0,821
13:15	9					
13:30	9					
13:45	9,5					
14:00	10					
Promedio	9,4	132	0,146	0,852	0,124	0,908
14:15	9,8					
14:30	9,2					
14:45	8,9					
15:00	10,6					
Promedio	9,7	120	0,159	0,77	0,123	0,897
15:15	10,5					
15:30	10,4					
15:45	10,1					
16:00	10,3					
Promedio	10,3	122	0,144	0,843	0,121	0,889
16:15	9,9					
16:30	11,5					
16:45	13,3					
17:00	14,8					
Promedio	12,4	147	0,136	0,86	0,117	0,856
17:15	13,4					
17:30	13,8					
17:45	14,7					
18:00	18,0					
Promedio	15	226	0,134	0,891	0,119	0,873
18:15	17,1					
18:30	14,6					
18:45	12,5					
19:00	11,2					
Promedio	13,8	120	0,127	0,884	0,112	0,82

Tabla 27: Tª, G, η_{GFV}, η_{inv}, η_{SFV} y PR

El rendimiento y el PR han sido elevados. El rendimiento de los generadores híbrido y amorfo en general también ha sido más elevado que otros días. La baja T^a de los generadores ha provocado que estos aumenten su rendimiento.

5.4.-TEMPERATURA DE LOS GENERADORES

Se ha estudiado el efecto de la T^a sobre los tres generadores para los meses de Enero, Abril y Julio. Para ello se han recogido datos relativos a la salida y puesta de sol en Leganés del enlace <http://www.sunrise-and-sunset.com/es/sun/espana/leganes>. A continuación se ha calculado la T^a media de cada uno de los tres generadores en este tramo del día, es decir, durante las horas de sol. Se ha procedido de esta manera ya que la T^a fuera de este tramo del día no es relevante. Como se registran las temperaturas en el portal cada 15 minutos y el sol puede salir o ponerse en cualquier momento, se ha hecho la mejor aproximación posible bien por defecto o bien por exceso. A modo de ejemplo, si salía el sol a las 07:37 se ha escogido la T^o registrada a las 7:30. En cambio si salía el sol a las 07:38 se ha escogido la T^o registrada a las 7:45.

Enero

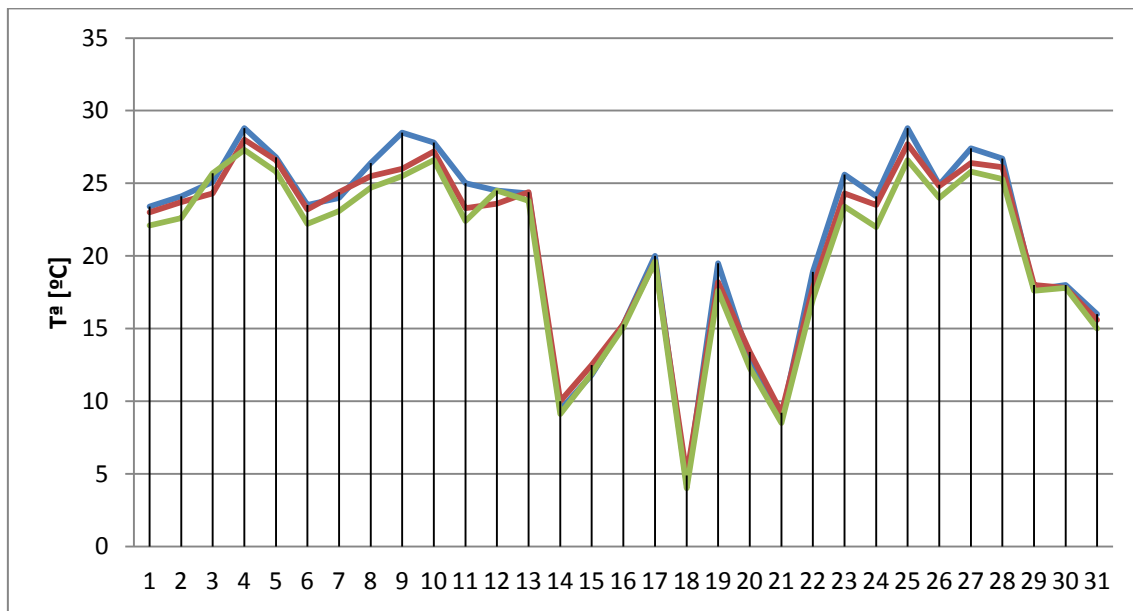


Figura 45: T^a Enero

La temperatura media durante las horas de sol ha sido muy parecida para los tres generadores estando generalmente la temperatura del generador policristalino ligeramente por encima de la de los otros dos generadores.

Abril

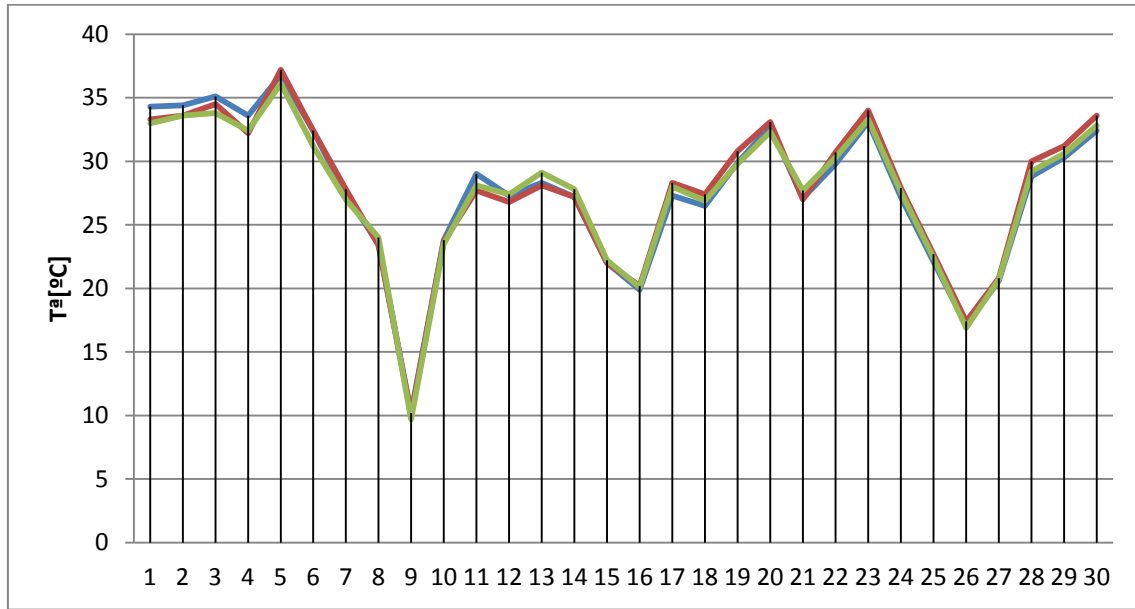


Figura 46: Tª Abril

La temperatura media durante las horas de sol se va igualando cada vez más para los tres generadores. La Tª del híbrido se ha mantenido ligeramente por encima.

Julio

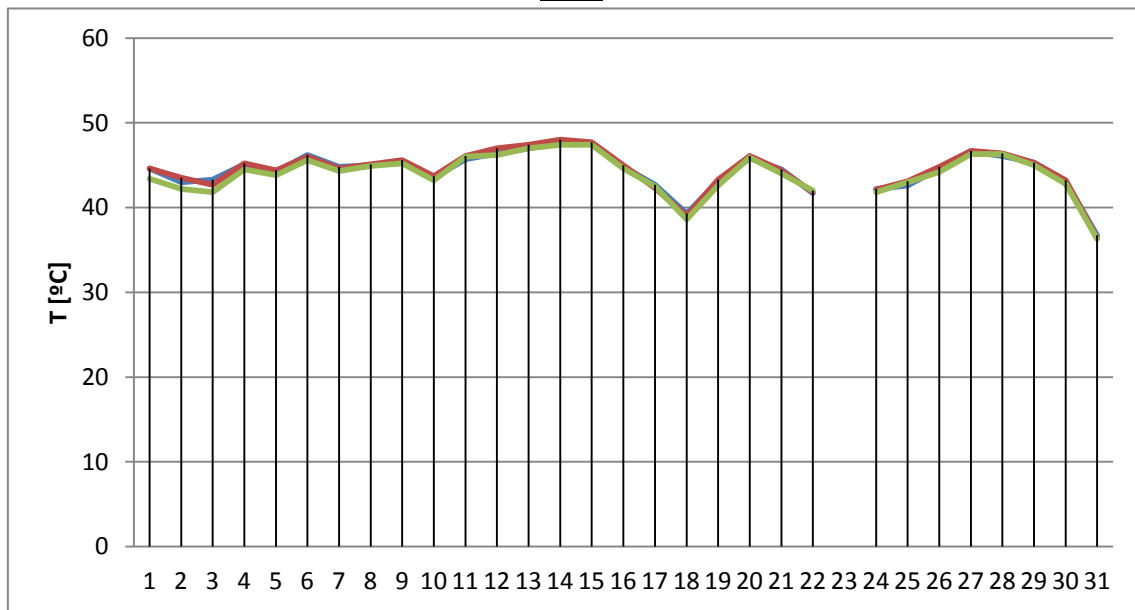


Figura 46: Tª Julio

En este caso las gráficas de T^a media se solapan, es difícil distinguir la T^a de cada generador.

Al absorber la radiación solar los generadores, parte de esta se transforma en calor contribuyendo al calentamiento de los mismos.

El generador policristalino absorbe la radiación en un espectro más amplio, lo que provoca que en Enero sea el generador con la T^a media más elevada. En Enero el espectro es más amplio, habiendo más radiación difusa. Los generadores híbrido y amorfo tienen un ancho de banda mas reducido.

En Julio la proporción de radiación directa es muy grande, el espectro se estrecha. En ese rango de longitudes de onda los generadores híbrido y amorfo absorben mayor cantidad de radiación.

6.-SIMULACIÓN

Se ha realizado la simulación del sistema fotovoltaico para cada uno de los tres generadores mediante el software PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Hay que considerar que es complicado realizar una estimación precisa para los valores de irradianción ya que estos dependen de las condiciones climáticas. Esta simulación tiene en cuenta la temperatura ambiente local pero la nubosidad es un factor muy difícil de determinar para una zona concreta. Por lo tanto solo se compararan meses en los que la predicción de la irradianción realizada por el software sea similar a la irradianción medida durante los meses de estudio.

Tanto la ubicación de la instalación como la posición relativa de los generadores respecto al Sol son parámetros comunes para los tres generadores:

Latitud: 40°19'58" Norte, 3°45'58" Oeste

Inclinación de los módulos: 30°.

Azimut de los módulos: 0deg.

6.1.-SISTEMA FOTOVOLTAICO CON GENERADOR MONOCRISTALINO

En la simulación del sistema fotovoltaico con generador monocristalino, con potencia nominal de 1.08kW, se han obtenido los siguientes resultados:

Pérdidas estimadas debidas a la temperatura y a baja irradiancia: 10%

Pérdidas estimadas debidas a la reflectancia angular: 2.6%

Otras pérdidas (cables, inversores, etc.): 9.1%

Perdidas combinadas del sistema fotovoltaico: 20.4%

Mes	[kWh]	[kWh] _{sensor}	H[kWh/m ²]	H[kWh/m ²] _{sensor}
Enero	3.17	3.9	3.41	3.85
Febrero	4.17	3.93	4.57	4.14
Marzo	5.13	4.48	5.84	4.93
Abril	5.25	5.09	6.07	5.66
Mayo	5.56	5.77	6.59	6.63
Junio	5.96	5.65	7.25	6.68
Julio	6.28	5.69	7.73	6.84
Agosto	6.05	5.52	7.41	6.5

Como se observa en la tabla la predicción de irradiación (se calcula multiplicando G por las horas de sol) tan solo se ha acercado a la irradiación medida por los sensores (denotada por H [kWh/m²]_{sensor}, valor muy próximo al real) en el mes de Mayo. La producción para ese mes ha sido superior a la producción estimada por la simulación, en parte debido a que la irradiación también ha sido superior al valor obtenido mediante simulación.

6.2.-SISTEMA FOTOVOLTAICO CON GENERADOR HÍBRIDO

En la simulación del sistema fotovoltaico con generador hibrido, con potencia nominal de 0,88kW, se han obtenido los siguientes resultados:

Pérdidas estimadas debidas a la temperatura y a baja irradiancia: 8%

Pérdidas estimadas debidas a la reflectancia angular: 2.6%

Otras pérdidas (cables, inversores, etc.): 9.1%



Perdidas combinadas del sistema fotovoltaico: 18.5%

La producción estimada para Mayo ha sido 4,67 kWh/m², superior al valor real 4,28 kWh/m².

6.3.-SISTEMA FOTOVOLTAICO CON GENERADOR AMORFO

En la simulación del sistema fotovoltaico con generador amorfo, con potencia nominal de 1.08kW, se han obtenido los siguientes resultados:

Pérdidas estimadas debidas a la temperatura y a baja irradiancia: 8%

Pérdidas estimadas debidas a la reflectancia angular: 2.6%

Otras pérdidas (cables, inversores, etc.): 9.1%

Perdidas combinadas del sistema fotovoltaico: 18.5%

La producción estimada para Mayo ha sido 4,77 kWh/m², muy cercana a la producción real 4,68 kWh/m².

7.-CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

7.1.-CONCLUSIONES

Conclusiones generales:

-La irradiancia es el factor más importante para que el rendimiento y performance ratio de un generador sea alto o bajo. La corriente del generador depende fundamentalmente de la irradiancia.

-La tensión de los generadores depende fundamentalmente de la T^a de los mismos. La tensión de los generadores decrece al aumentar la T^a.

Conclusiones sobre los generadores:

-En general el rendimiento del generador policristalino es claramente superior a los otros dos tanto en rendimiento como producción por unidad de área sean cuales sean tanto las condiciones de irradiancia como de T^a. También se ve mucho más afectado por las altas temperaturas tanto en su rendimiento como en su PR.



-El generador amorfo tiene un rendimiento muy inferior al generador policristalino. Sin embargo presenta ciertas ventajas como que su PR ha ido aumentando a medida que pasaban los meses, es decir, su comportamiento respecto del comportamiento teórico mejora al aumentar la T^a .

-El rendimiento del generador híbrido es superior al del generador amorfo y sus valores de PR son en general similares. El generador híbrido presenta un comportamiento intermedio entre el amorfo y el policristalino, aunque se asemeja mucho más al primero

-Los valores de tensión de circuito abierto y corriente de cortocircuito de acuerdo a la ficha técnica de los generadores no son muy diferentes, de hecho el generador híbrido presenta mayor tensión de circuito abierto y el generador amorfo presenta mayor corriente de cortocircuito. Por lo tanto se deduce que el generador híbrido y en mayor medida el generador amorfo han sufrido fotodegradación.

- El generador amorfo es el que presenta los valores de tensión más bajos aunque es el que menos ve reducida su tensión al aumentar la temperatura.

-El generador policristalino es el generador que más ve reducida su tensión al aumentar la temperatura, pero incluso a altas temperaturas tiene una tensión bastante superior al generador híbrido.

-El generador policristalino es el que presenta unos valores más altos de corriente seguido del generador amorfo y en último lugar el generador híbrido. La corriente de cortocircuito más alta la tiene el generador amorfo, por lo que en este sentido partía con ventaja.

-Los generadores amorfo e híbrido tienen un ancho de banda menor al del policristalino pero absorben una mayor cantidad de radiación en ese rango de frecuencias.

7.2.-TRABAJOS FUTUROS

Hay que tener en cuenta que el grado de desarrollo tecnológico del silicio cristalino es muy superior al de los otros dos generadores de lámina delgada. Los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino en todas sus variantes, entre ellas el de silicio policristalino que se ha estudiado, se han beneficiado del gran avance de la industria microelectrónica mientras que la tecnología de lámina delgada es una tecnología relativamente nueva. En este sentido creo que a la tecnología de lámina delgada le



queda un gran camino por recorrer con posibilidades de aumentar el rendimiento de las células fotovoltaicas probando nuevos materiales y nuevas configuraciones.

8.-REFERENCIAS

-Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica (Volumen I y II)

-Luque Hegedus: Handbook of photovoltaic science and engineering

-Energías renovables: Fundamentos, tecnologías y aplicaciones, Antonio Madrid

The Physics of solar cells: Jenny Nelson

-Instalaciones de energía fotovoltaica, Narciso Moreno Alfonso, Lorena Garcia Diaz

-Practical handbook of photovoltaics: Fundamentals and applications, Tom Markvart, Luis Castañer

9.-ANEXOS

I.-POTENCIA Y ENERGÍA

La compañía SMA facilita datos acerca de la potencia inyectada a la red y de la producción de energía, de toda la instalación y distribuida según el generador.

El día 23 de Julio hubo una incidencia en el sistema de comunicaciones por lo que ese día no se han registrado datos de ningún tipo.

I.a.-Potencia y energía relativa al generador policristalino

Los valores de potencia registrados durante el periodo de estudio son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

	POTENCIA GENERADOR POLICRISTALINO [W]							
Día/Mes	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
1	488,4	453,5	476,9	497,4	317,1	400,8	407,2	424,7
2	429,7	74,8	376,6	497,0	379,7	390,0	411,6	420,4
3	461,8	235,7	244,0	422,5	154,4	398,5	400,7	353,9
4	468,0	232,7	452,8	507,6	340,3	413,3	395,0	425,5
5	466,3	469,1	535,6	494,3	467,1	414,4	363,9	391,3
6	446,0	403,4	531,0	477,0	452,9	390,9	399,7	412,8
7	461,1	67,3	511,9	503,5	418,7	390,7	401,8	393,9
8	481,9	514,1	482,3	446,0	457,6	411,4	403,7	309,9
9	480,4	465,2	491,5	77,7	430,0	313,5	402,4	431,3
10	485,8	201,5	517,5	303,8	436,4	275,8	417,3	413,4
11	394,5	133,3	497,1	424,6	417,5	244,6	397,8	422,0
12	463,4	317,4	480,2	355,7	430,4	368,3	402,3	346,1
13	441,3	480,8	434,0	450,4	371,1	325,8	397,0	426,1
14	66,4	242,0	539,0	358,2	366,8	392,3	394,7	392,6
15	142,8	476,4	199,1	232,2	450,4	290,1	389,3	354,1
16	406,6	405,5	519,0	248,2	450,9	383,0	357,6	418,1
17	519,0	523,4	225,0	410,3	443,5	422,1	290,6	396,9
18	48,2	277,4	85,4	481,5	431,0	411,6	339,7	415,4
19	506,1	518,6	152,1	456,9	378,6	407,7	412,0	412,4
20	240,1	374,4	141,7	463,2	446,7	411,5	380,7	422,7
21	245,5	542,8	104,2	383,7	451,7	402,7	413,6	304,2
22	510,9	548,0	137,9	387,8	464,6	395,4	308,8	455,3
23	503,0	327,2	55,7	451,9	448,7	418,3		482,4
24	499,2	436,5	345,7	250,4	353,2	406,5	415,5	462,3
25	497,4	541,8	479,3	279,3	370,7	404,1	413,8	454,6
26	406,8	187,6	384,8	202,8	428,0	398,0	411,9	434,3
27	464,2	449,8	443,3	290,9	429,5	395,3	409,6	445,5
28	483,9	419,1	496,4	418,7	413,7	394,6	407,5	440,8
29	301,9		445,1	444,6	319,3	387,2	420,5	435,3
30	328,0		493,2	446,3	378,0	387,3	421,0	479,6
31	378,9		468,3		413,6		298,7	258,4

Los valores de energía registrados durante el periodo de estudio son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

Dia/Mes	PRODUCCIÓN GENERADOR POLICRISTALINO [kWh]							
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
1	4,602	4,634	5,29	6,305	4,321	5,792	6,005	6,054
2	3,977	0,75	4,18	6,259	5,233	5,753	6,038	5,961
3	4,39	2,38	2,725	5,357	2,064	5,821	5,948	4,982
4	4,412	2,405	5,179	6,474	4,711	6,066	5,798	5,997
5	4,433	4,771	6,165	6,349	6,496	6,186	5,372	5,583
6	4,239	4,128	6,11	6,049	6,348	5,765	5,9	5,812
7	4,385	0,682	5,931	6,465	5,86	5,768	5,966	5,452
8	4,58	5,401	5,591	5,576	6,444	6,072	5,961	4,288
9	4,565	4,89	5,78	0,975	6,061	4,524	5,941	6,044
10	4,659	2,084	5,997	3,88	6,153	3,972	6,16	5,725
11	3,784	1,358	5,803	5,454	5,918	3,618	5,873	5,85
12	4,442	3,31	5,606	4,635	6,067	5,436	5,938	4,762
13	4,271	4,978	5,139	5,875	5,26	4,829	5,86	5,858
14	0,628	2,502	6,384	4,75	5,228	5,789	5,793	5,373
15	1,308	5,073	2,327	2,956	6,461	4,183	5,777	4,818
16	3,878	4,262	6,232	3,219	6,506	5,72	5,191	5,649
17	5,019	5,628	2,673	5,305	6,4	6,338	4,267	5,39
18	0,447	2,951	0,914	6,356	6,22	6,179	4,87	5,648
19	4,852	5,624	1,786	6,132	5,429	6,121	6,014	5,572
20	2,32	4,091	1,624	6,221	6,413	6,179	5,494	5,709
21	2,193	5,933	1,191	5,155	6,556	6,047	5,965	4,055
22	5,035	5,943	1,647	5,135	6,741	5,8	4,503	6,076
23	4,993	3,541	0,626	6,069	6,51	6,069		6,433
24	4,995	4,863	4,089	3,379	5,156	6,07	5,96	6,092
25	5,017	5,962	5,922	3,766	5,41	6,032	5,972	6,065
26	4,002	2,066	4,718	2,655	6,281	5,975	5,912	5,757
27	4,761	5,015	5,467	3,983	6,303	5,901	5,875	5,979
28	4,842	4,721	6,21	5,789	6,072	5,893	5,874	5,809
29	2,974		5,53	6,068	4,582	5,783	6,033	5,7
30	3,211		6,17	6,139	5,58	5,778	5,971	5,36
31	3,813		5,897		6,104		4,239	3,381

I.b.-Potencia y energía relativa al generador híbrido

Los valores de potencia registrados durante el periodo de estudio son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

Dia/Mes	POTENCIA GENERADOR HIBRIDO [W]							
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
1	311,2	297,4	331,1	366,6	232,6	301,4	319,5	339,8
2	273,6	44,0	262,9	362,2	276,0	300,7	327,7	338,9
3	302,1	151,4	164,4	300,6	99,9	306,8	316,7	273,4
4	308,9	141,2	310,8	370,6	243,2	321,3	311,6	338,1
5	305,6	303,2	363,7	364,8	344,8	316,7	277,7	304,3
6	281,9	264,2	365,3	351,5	324,8	298,4	313,6	327,0
7	291,9	36,6	356,7	359,5	312,6	304,3	315,5	302,7
8	310,4	343,8	337,5	312,3	340,7	318,7	318,0	237,2
9	310,6	307,1	347,1	49,0	316,2	234,4	317,9	338,5
10	319,4	124,6	365,5	213,6	327,7	203,7	327,6	322,7
11	260,8	80,2	347,0	306,1	312,7	180,5	315,4	333,4
12	301,5	208,8	338,9	253,2	322,2	280,9	321,0	265,4
13	289,2	319,2	304,0	321,5	269,2	242,6	316,1	324,8
14	37,5	154,6	378,7	245,7	269,2	293,8	313,3	302,7
15	88,4	326,0	126,4	160,5	338,7	212,0	312,3	275,5
16	262,2	272,6	360,7	169,7	342,4	289,0	283,4	327,5
17	332,5	352,1	148,5	294,2	338,3	322,8	226,9	316,9
18	25,5	181,3	52,4	349,8	330,0	316,3	267,3	322,4
19	336,8	345,5	97,2	331,1	280,5	316,0	329,4	328,8
20	148,4	241,9	87,9	332,9	331,6	317,8	306,6	334,5
21	147,2	371,9	61,7	274,5	338,0	315,6	333,1	228,7
22	339,2	376,6	87,7	282,2	343,5	309,1	246,1	358,9
23	332,4	217,8	32,8	329,8	335,9	322,2		372,0
24	322,3	294,0	241,3	170,2	257,2	316,2	328,0	366,9
25	331,5	369,7	325,8	190,7	277,6	317,4	331,1	355,8
26	264,8	116,3	266,5	139,4	324,0	312,7	329,4	339,7
27	314,5	308,3	318,5	201,0	326,0	310,6	329,4	348,3
28	318,4	285,9	361,1	300,5	318,1	312,3	327,0	345,6
29	197,1		316,3	325,7	230,5	303,6	336,1	341,8
30	223,1		366,2	332,4	287,4	303,9	341,2	384,8
31	244,4		342,6		309,6		234,1	192,7

Los valores de

energía registrados durante el periodo de estudio son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

Dia/Mes	PRODUCCIÓN GENERADOR HIBRIDO [kWh]							
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
1	2,933	3,014	3,674	4,618	3,148	4,353	4,713	4,818
2	2,533	0,439	2,917	4,561	3,801	4,435	4,754	4,778
3	2,847	1,519	1,819	3,787	1,328	4,456	4,676	3,851
4	2,912	1,449	3,528	4,728	3,325	4,689	4,574	4,767
5	2,906	3,058	4,187	4,687	4,77	4,703	4,102	4,343
6	2,657	2,684	4,205	4,457	4,552	4,402	4,631	4,578
7	2,777	0,369	4,104	4,616	4,375	4,494	4,685	4,141
8	2,951	3,583	3,887	3,878	4,772	4,704	4,697	3,284
9	2,953	3,202	3,996	0,611	4,43	3,365	4,695	4,744
10	3,038	1,29	4,237	2,728	4,593	2,939	4,837	4,47
11	2,502	0,805	4,051	3,908	4,433	2,653	4,656	4,621
12	2,891	2,178	3,929	3,253	4,543	4,127	4,714	3,608
13	2,775	3,305	3,575	4,193	3,795	3,598	4,64	4,465
14	0,355	1,598	4,455	3,239	3,838	4,288	4,598	4,144
15	0,81	3,473	1,477	2,032	4,859	3,063	4,584	3,726
16	2,456	2,867	4,302	2,202	4,913	4,318	4,115	4,399
17	3,218	3,758	1,766	3,803	4,854	4,847	3,296	4,279
18	0,235	1,931	0,552	4,618	4,735	4,75	3,832	4,384
19	3,202	3,747	1,142	4,447	4,002	4,718	4,809	4,414
20	1,425	2,621	1,009	4,473	4,762	4,771	4,425	4,492
21	1,316	4,034	0,706	3,691	4,906	4,687	4,777	3,03
22	3,316	4,086	1,048	3,74	4,985	4,51	3,549	4,758
23	3,272	2,362	0,369	4,43	4,873	4,622		4,963
24	3,226	3,225	2,851	2,271	3,711	4,697	4,707	4,744
25	3,318	4,07	4,029	2,574	4,008	4,712	4,778	4,748
26	2,606	1,273	3,249	1,828	4,755	4,668	4,727	4,475
27	3,148	3,441	3,932	2,737	4,785	4,638	4,725	4,648
28	3,187	3,197	4,517	4,133	4,643	4,638	4,715	4,526
29	1,941		3,905	4,422	3,308	4,51	4,794	4,479
30	2,169		4,583	4,545	4,22	4,536	4,782	4,174
31	2,461		4,317		4,573		3,322	2,504

I.c.-Potencia y energía relativa al generador amorfo

Los valores de potencia registrados durante el periodo de estudio son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

Dia/Mes	POTENCIA GENERADOR AMORFO [W]							
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
1	316,0	298,7	342,7	391,2	248,8	336,6	361,3	386,9
2	279,7	48,6	271,7	387,6	297,3	337,2	366,0	387,0
3	308,8	150,8	172,4	322,1	109,6	339,0	358,0	312,1
4	318,7	142,5	322,3	397,3	260,8	355,9	352,9	386,7
5	312,9	299,0	371,9	395,1	369,7	350,7	314,5	346,6
6	286,5	261,7	379,5	377,0	347,0	333,4	355,7	369,5
7	299,8	40,0	371,5	375,9	340,2	342,6	356,8	336,1
8	317,7	346,0	351,9	322,2	366,4	357,0	362,7	271,5
9	315,4	304,6	360,7	54,1	343,2	260,0	363,2	383,8
10	324,2	127,3	387,1	228,6	356,3	222,9	371,1	362,7
11	270,2	84,6	362,7	322,6	346,1	200,5	364,0	375,7
12	310,6	213,0	354,4	265,2	353,7	305,9	367,7	296,6
13	295,0	321,5	317,6	337,6	295,1	270,4	361,6	359,2
14	43,6	157,6	392,2	258,6	298,2	314,5	359,6	335,0
15	91,7	331,3	131,7	169,7	371,2	232,8	357,9	308,7
16	260,9	279,7	374,2	178,3	373,9	319,5	325,2	367,6
17	335,3	351,6	153,9	314,1	372,1	359,2	260,7	360,0
18	28,6	184,4	55,9	368,6	364,6	354,2	307,5	363,4
19	335,1	352,3	103,5	354,0	303,2	352,6	379,1	371,8
20	148,7	241,9	92,3	355,2	360,2	358,4	353,6	378,1
21	147,5	374,8	70,9	291,5	368,7	353,1	379,8	256,2
22	335,7	380,8	92,3	302,5	367,4	343,9	284,5	401,2
23	334,4	222,3	35,6	354,8	363,0	357,3		409,8
24	328,6	292,9	251,3	180,7	274,8	354,4	374,2	399,0
25	338,8	374,0	336,6	201,4	302,9	356,6	380,4	399,2
26	270,8	119,9	273,9	150,1	357,7	353,9	378,1	379,8
27	321,8	319,4	337,3	212,4	359,9	353,7	379,2	386,9
28	324,3	293,2	387,5	317,3	352,4	354,8	376,6	384,7
29	200,3		334,2	343,2	251,6	346,5	383,5	384,6
30	223,7		396,6	355,9	317,4	347,5	386,2	424,2
31	248,3		372,7		344,2		267,5	213,8

Los valores de energía registrados durante el periodo de estudio son:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

Dia/Mes	PRODUCCIÓN GENERADOR AMORFO [kWh]							
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
1	2,978	3,02	3,805	4,96	3,385	4,856	5,361	5,517
2	2,589	0,49	3,039	4,881	4,092	5,002	5,398	5,488
3	2,911	1,528	1,918	4,055	1,456	4,977	5,313	4,393
4	3,005	1,446	3,655	5,068	3,563	5,281	5,241	5,45
5	2,976	3,043	4,279	5,075	5,12	5,236	4,671	4,944
6	2,702	2,685	4,368	4,779	4,894	4,925	5,282	5,205
7	2,827	0,403	4,306	4,859	4,792	5,088	5,329	4,656
8	3,02	3,607	4,08	4,031	5,161	5,3	5,388	3,734
9	3,025	3,202	4,212	0,681	4,837	3,759	5,393	5,38
10	3,111	1,318	4,487	2,9	5,023	3,248	5,51	5,052
11	2,568	0,849	4,266	4,143	4,907	2,965	5,374	5,236
12	2,952	2,238	4,139	3,431	5,016	4,553	5,43	4,052
13	2,831	3,331	3,736	4,409	4,159	4,006	5,338	4,97
14	0,409	1,629	4,613	3,407	4,254	4,68	5,309	4,616
15	0,841	3,531	1,537	2,163	5,356	3,341	5,282	4,174
16	2,481	2,939	4,462	2,325	5,396	4,762	4,721	4,97
17	3,244	3,754	1,829	4,055	5,37	5,392	3,804	4,862
18	0,261	1,967	0,597	4,897	5,261	5,319	4,41	4,941
19	3,213	3,821	1,218	4,759	4,373	5,293	5,534	5,025
20	1,441	2,644	1,066	4,773	5,202	5,382	5,161	5,108
21	1,317	4,095	0,811	3,913	5,352	5,271	5,511	3,442
22	3,308	4,163	1,105	4,034	5,363	5,103	4,129	5,352
23	3,318	2,412	0,404	4,766	5,298	5,155		5,499
24	3,263	3,24	2,98	2,428	3,993	5,294	5,37	5,297
25	3,39	4,117	4,127	2,72	4,402	5,354	5,49	5,358
26	2,666	1,312	3,362	1,97	5,25	5,313	5,456	5,031
27	3,222	3,566	4,193	2,911	5,282	5,311	5,47	5,196
28	3,246	3,279	4,848	4,369	5,173	5,328	5,459	5,101
29	1,977		4,153	4,718	3,61	5,175	5,502	5,069
30	2,211		4,962	4,899	4,686	5,184	5,508	4,671
31	2,478		4,694		5,056		3,799	2,8

II.-TABLAS ÍNDICES DE RENDIMIENTO

Las letras P, H y A representan los generadores policristalino, híbrido y amorfo respectivamente.

II.a.-Enero

A continuación se muestra la tabla con los valores obtenidos en Enero:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

ENERO				TEMPERATURA [°C]			G[W/m²]	[kWh/m²]			RENDIMIENTO			PERFORMANCE RATIO [%]		
DIA	SS	PS	HS	P	H	A		P	H	A	P	H	A	P	H	A
1	8:37	17:59	9,35	23,4	23	22,1	461,1	0,583	0,301	0,209	13,4	6,9	4,8	98,1	76,7	76,1
2	8:37	18:00	9,367	24,1	23,7	22,6	406,2	0,503	0,260	0,182	13,4	6,9	4,8	98,0	76,5	76,5
3	8:37	18:01	9,282	25,1	24,3	25,7	452,4	0,556	0,292	0,204	12,9	6,8	4,8	94,5	75,9	75,8
4	8:37	18:02	9,4	28,8	28	27,3	459,1	0,558	0,298	0,211	12,9	6,9	4,9	94,4	76,5	77,1
5	8:37	18:03	9,417	26,8	26,6	25,8	455,4	0,561	0,298	0,209	13,0	6,9	4,8	94,8	76,3	76,3
6	8:37	18:04	9,433	23,5	23,2	22,2	415,5	0,537	0,272	0,190	13,6	7,0	4,8	99,4	77,1	76,6
7	8:37	18:05	9,45	24	24,4	23,1	433,8	0,555	0,285	0,198	13,5	6,9	4,8	98,4	76,5	76,8
8	8:37	18:06	9,467	26,4	25,5	24,7	457,7	0,580	0,302	0,212	13,3	6,9	4,9	97,5	77,1	77,1
9	8:37	18:07	9,483	28,5	26	25,5	457,9	0,578	0,303	0,212	13,3	6,9	4,8	97,1	77,1	76,5
10	8:37	18:08	9,5	27,8	27,2	26,6	469,9	0,590	0,311	0,218	13,1	7,0	4,8	95,7	77,2	76,7
11	8:37	18:09	9,533	25	23,3	22,4	398,8	0,479	0,256	0,180	12,5	6,7	4,8	91,6	74,3	75,3
12	8:36	18:10	9,55	24,5	23,6	24,5	449,5	0,562	0,296	0,207	13,0	6,9	4,8	95,4	76,2	76,8
13	8:36	18:11	9,567	24,3	24,4	23,8	431,6	0,541	0,284	0,199	12,9	6,9	4,8	94,7	76,2	76,0
14	8:36	18:12	9,583	9,4	10	9,12	89,7	0,079	0,036	0,029	9,4	4,3	3,4	68,5	47,5	54,0
15	8:35	18:13	9,617	11,8	12,5	11,9	156,3	0,166	0,083	0,059	11,6	5,8	4,1	84,6	64,3	65,2
16	8:35	18:14	9,65	15,3	15,3	15,1	392,2	0,491	0,252	0,174	13,1	6,8	4,7	96,0	76,0	73,9
17	8:34	18:15	9,667	20	19,6	19,6	499,0	0,635	0,330	0,228	13,2	6,8	4,7	96,3	75,7	74,7
18	8:34	18:16	9,7	4,3	4,9	4	66,9	0,057	0,024	0,018	9,1	3,9	3,0	66,7	43,4	47,5
19	8:33	18:17	9,733	19,5	18,2	17,6	496,5	0,614	0,328	0,225	12,9	6,9	4,7	94,4	77,1	75,0
20	8:33	18:19	9,75	12,9	13,4	12,3	246,0	0,294	0,146	0,101	12,4	6,2	4,2	90,4	68,6	67,2
21	8:32	18:20	9,783	8,8	9,2	8,5	225,6	0,278	0,135	0,092	13,8	6,7	4,6	100,8	74,2	72,7
22	8:31	18:21	9,817	18,9	17,8	17	514,3	0,637	0,340	0,232	12,6	6,8	4,6	92,0	74,9	72,5
23	8:31	18:22	9,85	25,6	24,3	23,4	497,3	0,632	0,335	0,233	12,8	6,8	4,7	93,7	75,9	74,7
24	8:30	18:23	9,883	24,1	23,5	22	491,6	0,632	0,331	0,229	12,9	6,7	4,7	94,0	74,5	74,3
25	8:29	18:25	9,917	28,8	27,7	26,6	504,6	0,635	0,340	0,238	12,5	6,7	4,7	91,3	74,7	74,6
26	8:29	18:26	9,95	24,9	24,8	24	404,0	0,507	0,267	0,187	12,7	6,7	4,7	93,2	74,5	74,5
27	8:28	18:27	9,893	27,4	26,4	25,8	482,3	0,603	0,323	0,226	12,2	6,7	4,7	89,1	74,1	74,1
28	8:27	18:28	10,017	26,7	26,1	25,3	482,6	0,613	0,327	0,228	12,7	6,8	4,7	92,8	75,0	74,6
29	8:26	18:29	10,05	17,7	18	17,6	311,7	0,376	0,199	0,139	12,3	6,5	4,5	89,7	71,8	71,4
30	8:25	18:31	10,083	18	17,8	17,8	346,3	0,406	0,222	0,155	12,0	6,6	4,5	87,7	73,2	71,8
31	8:24	18:32	10,117	16	15,6	15	384,4	0,483	0,252	0,174	12,5	6,5	4,5	91,3	72,2	71,8

-SS: Salida del sol

-PS: Puesta de sol

-HS: Horas de sol



II.b.-Febrero

Los valores calculados en Marzo referentes a irradiancia media, producción por metro cuadrado, performance ratio y rendimiento son:

	HS	Gm [W/m ²]	[kWh/m ²]			Rendimiento			PR[%]		
			P	H	A	P	H	A	P	H	A
1	10,15	459,2	0,587	0,309	0,212	12,5	6,6	4,6	91,4	73,6	72,3
2	10,18	97,1	0,095	0,045	0,034	9,7	4,6	3,5	71,3	51,5	55,6
3	10,23	249,7	0,301	0,156	0,107	11,9	6,2	4,2	87,4	68,9	67,1
4	10,27	239,1	0,304	0,148	0,101	12,3	6,1	4,2	90,1	67,1	66,2
5	10,30	460,7	0,604	0,313	0,214	12,9	6,7	4,6	94,3	74,8	72,1
6	10,33	412,2	0,523	0,275	0,188	12,4	6,6	4,5	90,6	72,8	70,5
7	10,38	89,4	0,086	0,038	0,028	9,5	4,2	3,1	69,7	46,5	49,7
8	10,42	526,6	0,684	0,367	0,253	12,4	6,7	4,6	90,4	74,2	73,0
9	10,45	472,8	0,619	0,328	0,225	12,5	6,7	4,5	91,1	73,8	71,6
10	10,50	213,8	0,264	0,132	0,092	11,9	6,0	4,2	87,2	66,2	66,1
11	10,53	150,3	0,172	0,082	0,060	11,2	5,5	4,0	82,1	60,6	62,5
12	10,58	333,4	0,419	0,223	0,157	12,1	6,4	4,5	88,1	71,2	71,0
13	10,62	485,4	0,630	0,339	0,234	12,5	6,7	4,6	91,7	74,7	73,6
14	10,65	255,9	0,317	0,164	0,114	12,0	6,2	4,3	87,6	68,6	68,4
15	10,70	507,2	0,642	0,356	0,248	11,9	6,6	4,6	87,0	73,0	72,6
16	10,73	424,5	0,539	0,294	0,206	12,1	6,6	4,6	88,4	73,0	73,2
17	10,78	538,4	0,712	0,385	0,263	12,3	6,7	4,6	90,0	74,3	72,6
18	10,82	297,6	0,374	0,198	0,138	11,8	6,2	4,3	86,3	69,2	68,8
19	10,87	530,3	0,712	0,384	0,268	12,4	6,7	4,7	90,6	74,0	73,8
20	10,92	380,7	0,518	0,269	0,186	12,4	6,5	4,5	91,1	72,2	70,6
21	10,95	569,8	0,751	0,413	0,287	12,1	6,7	4,6	88,2	74,2	73,1
22	11,00	576,1	0,752	0,419	0,292	12,0	6,7	4,6	88,1	74,3	73,4
23	11,03	352,0	0,448	0,242	0,169	11,8	6,3	4,4	86,1	70,3	70,2
24	11,08	460,1	0,616	0,330	0,227	12,0	6,5	4,5	87,8	72,6	70,7
25	11,12	571,2	0,755	0,417	0,289	12,0	6,6	4,6	87,8	73,6	72,8
26	10,17	223,0	0,262	0,130	0,092	10,6	5,3	3,8	77,9	59,3	59,8
27	10,22	534,4	0,635	0,353	0,250	10,7	5,9	4,2	77,9	65,6	66,4
28	10,25	495,1	0,598	0,328	0,230	10,7	5,9	4,2	78,4	65,6	65,8

II.c.-Marzo

Los valores calculados en Marzo referentes a irradiancia media, producción por metro cuadrado, performance ratio y rendimiento son:

	HS	Gm [W/m ²]	[kWh/m ²]			Rendimiento			PR[%]		
			M	H	A	M	H	A	M	H	A
1	11,30	512,5	0,670	0,376	0,267	11,8	6,6	4,7	86,2	73,4	74,3
2	11,35	415,8	0,529	0,299	0,213	11,5	6,5	4,6	83,9	71,8	72,6
3	11,38	272,6	0,345	0,186	0,135	11,3	6,2	4,4	82,9	68,5	70,3
4	11,43	482,9	0,656	0,361	0,256	11,9	6,6	4,7	86,8	73,1	74,2
5	11,47	563,9	0,780	0,429	0,300	12,0	6,6	4,6	87,9	73,3	73,3
6	11,52	566,0	0,773	0,431	0,307	11,9	6,6	4,7	86,9	73,3	74,5
7	11,57	545,8	0,751	0,420	0,302	11,9	6,7	4,8	86,8	74,3	75,6
8	11,60	517,9	0,708	0,398	0,286	11,8	6,7	4,8	86,2	74,1	75,5
9	11,65	528,0	0,732	0,409	0,296	11,8	6,7	4,8	86,2	74,7	75,9
10	11,70	555,6	0,759	0,434	0,315	11,8	6,7	4,9	86,2	74,8	77,4
11	11,73	526,4	0,735	0,415	0,299	12,0	6,8	4,8	87,4	74,9	76,6
12	11,77	510,6	0,710	0,403	0,290	11,9	6,8	4,9	87,1	75,4	77,1
13	11,83	467,4	0,651	0,366	0,262	11,8	6,7	4,8	86,0	73,9	75,5
14	11,88	607,1	0,808	0,456	0,324	11,2	6,4	4,5	82,2	70,9	71,8
15	11,92	217,4	0,295	0,151	0,108	11,6	6,0	4,3	84,8	66,1	67,3
16	11,97	552,4	0,789	0,441	0,313	11,9	6,7	4,8	87,0	74,2	75,3
17	12,02	246,8	0,338	0,181	0,128	11,5	6,2	4,4	84,4	68,4	69,3
18	12,05	98,0	0,116	0,057	0,042	11,0	5,5	4,0	80,7	60,8	63,3
19	12,10	173,3	0,226	0,117	0,085	11,1	5,7	4,2	81,3	63,7	66,3
20	12,15	150,9	0,206	0,103	0,075	11,9	6,0	4,3	86,9	66,2	67,9
21	12,18	120,6	0,151	0,072	0,057	10,9	5,2	4,1	80,0	58,2	65,3
22	12,23	156,8	0,208	0,107	0,078	11,1	5,7	4,1	81,4	63,5	65,4
23	12,28	74,3	0,079	0,038	0,028	9,5	4,5	3,4	69,4	50,2	53,3
24	12,32	374,3	0,518	0,292	0,209	11,7	6,6	4,7	85,5	73,2	74,6
25	12,37	506,7	0,750	0,413	0,290	12,0	6,6	4,7	87,6	73,1	73,8
26	12,42	417,1	0,597	0,333	0,236	11,7	6,5	4,6	85,4	72,6	73,0
27	12,45	496,2	0,692	0,403	0,294	11,3	6,6	4,8	82,7	72,9	75,5
28	12,50	557,2	0,786	0,463	0,340	11,3	6,6	4,9	82,5	73,6	77,3
29	12,55	502,1	0,700	0,400	0,291	11,2	6,5	4,7	82,1	71,6	74,0
30	12,58	561,2	0,781	0,470	0,348	11,1	6,7	5,0	81,4	74,2	78,5
31	12,63	522,2	0,746	0,442	0,329	11,4	6,7	5,0	83,0	74,6	79,3



II.d.-Abril

A continuación se muestran los valores calculados de temperatura media, irradiancia media, producción por unidad de área, rendimiento y performance ratio para el mes de Abril:

ABRIL				TEMPERATURA [°C]			G[W/m²]	[kWh/m²]			RENDIMIENTO			PERFORMANCE RATIO [%]		
DÍA	SS	PS	HS	P	H	A		P	H	A	P	H	A	P	H	A
1	7:58	20:39	12:41	34,3	33,3	33	553,3	0,798	0,473	0,348	11,4	6,8	5,0	83,2	75,3	78,6
2	7:56	20:40	12:43	34,4	33,6	33,6	543,6	0,792	0,467	0,343	11,6	6,8	5,0	84,7	75,7	79,2
3	7:55	20:41	12:46	35,1	34,5	33,8	454,5	0,678	0,388	0,285	11,8	6,8	5,0	86,1	75,2	78,7
4	7:53	20:42	12:49	33,6	32,2	32,4	558,9	0,819	0,484	0,356	11,5	6,8	5,0	84,1	75,4	79,0
5	7:51	20:43	12:51	36,8	37,2	36,1	555,5	0,804	0,480	0,356	11,3	6,7	5,0	82,4	74,6	79,0
6	7:50	20:44	12:54	32,4	32,4	31,2	525,6	0,766	0,457	0,335	11,5	6,9	5,0	84,0	76,0	79,7
7	7:48	20:45	12:56	27,4	27,8	27	537,2	0,818	0,473	0,341	11,9	6,9	4,9	86,8	76,0	77,7
8	7:47	20:46	12:59	23,5	23,4	24	454,1	0,706	0,397	0,283	12,4	7,0	5,0	90,9	78,1	78,8
9	7:45	20:47	13:02	10,2	10,1	9,7	99,4	0,123	0,063	0,048	9,9	5,0	3,8	72,4	56,0	60,5
10	7:43	20:48	13:04	23,8	23,7	23,5	333,5	0,491	0,280	0,204	11,5	6,6	4,8	84,3	72,8	76,2
11	7:42	20:49	13:07	29	27,7	28,1	459,7	0,690	0,400	0,291	11,7	6,8	4,9	85,5	75,7	78,0
12	7:40	20:50	13:09	27,3	26,8	27,4	386,4	0,587	0,333	0,241	11,7	6,7	4,8	85,2	74,5	76,3
13	7:39	20:51	13:12	28,3	28,1	29,1	476,4	0,744	0,430	0,309	12,0	6,9	5,0	87,5	76,7	78,7
14	7:37	20:52	13:15	27,2	27,2	27,8	378,0	0,601	0,332	0,239	12,0	6,7	4,8	87,8	73,9	76,0
15	7:36	20:53	13:17	22	22	22,2	252,1	0,374	0,208	0,152	11,7	6,5	4,7	85,3	72,3	74,8
16	7:34	20:54	13:20	19,9	20,2	20,1	270,6	0,407	0,226	0,163	11,6	6,4	4,6	84,9	71,2	73,2
17	7:33	20:55	13:22	27,3	28,3	28	443,6	0,672	0,390	0,285	11,7	6,8	5,0	85,6	75,4	78,7
18	7:31	20:56	13:25	26,5	27,4	26,9	532,9	0,805	0,473	0,344	11,4	6,7	4,9	83,7	74,6	76,9
19	7:30	20:57	13:27	29,9	30,8	29,8	514,1	0,776	0,456	0,334	11,2	6,6	4,8	82,3	73,2	76,5
20	7:28	20:58	13:30	32,7	33,1	32,3	510,3	0,787	0,458	0,335	11,5	6,7	4,9	84,0	74,1	77,3
21	7:27	21:00	13:32	27,1	27	27,7	424,8	0,653	0,378	0,275	11,4	6,6	4,8	83,6	73,4	76,2
22	7:26	21:01	13:35	29,8	30,7	30,3	433,2	0,650	0,383	0,283	11,3	6,7	4,9	82,9	74,0	77,6
23	7:24	21:02	13:37	33,1	34	33,3	502,2	0,768	0,454	0,334	11,4	6,7	5,0	83,3	74,6	78,5
24	7:23	21:03	13:39	27,2	27,9	27,6	272,5	0,428	0,233	0,170	11,6	6,4	4,7	85,1	71,0	73,7
25	7:21	21:04	13:42	22,1	22,7	22,4	306,2	0,477	0,264	0,191	11,5	6,4	4,6	84,4	70,8	73,1
26	7:20	21:05	13:44	17,1	17,4	16,9	229,3	0,336	0,187	0,138	11,2	6,2	4,6	81,9	69,1	72,7
27	7:19	21:06	13:47	20,6	20,8	20,7	312,6	0,504	0,280	0,204	11,8	6,6	4,8	86,2	73,1	75,5
28	7:17	21:07	13:49	28,8	30	29,2	463,0	0,733	0,423	0,307	11,4	6,6	4,8	83,7	73,7	76,1
29	7:16	21:08	13:51	30,3	31,2	30,6	496,9	0,768	0,453	0,331	11,3	6,7	4,8	82,9	74,5	76,7
30	7:15	21:09	13:54	32,4	33,6	32,8	511,1	0,777	0,466	0,344	11,1	6,7	4,9	80,8	73,9	77,4



II.e.-Mayo

A continuación se muestran los valores calculados de temperatura media, irradiancia media, producción por unidad de área, rendimiento y performance ratio para el mes de Mayo:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

	HS	Gm [W/m ²]	[kWh/m ²]			Rendimiento			PR[%]		
			M	H	A	M	H	A	M	H	A
1	13,93	363,8	0,547	0,323	0,238	11,0	6,6	4,8	80,7	72,7	76,0
2	13,97	430,8	0,662	0,389	0,287	11,2	6,6	4,8	81,6	72,8	76,7
3	14,00	171,3	0,261	0,136	0,102	11,4	6,0	4,5	83,5	66,3	71,1
4	14,05	377,4	0,596	0,341	0,250	11,4	6,6	4,8	83,5	73,2	76,8
5	14,08	530,7	0,822	0,489	0,359	11,1	6,7	4,9	81,5	73,8	77,4
6	14,12	502,0	0,804	0,466	0,343	11,4	6,6	4,9	83,5	73,5	76,8
7	14,15	489,5	0,742	0,448	0,336	10,8	6,5	4,9	79,2	72,6	77,2
8	14,18	522,6	0,816	0,489	0,362	11,1	6,7	4,9	81,1	74,1	77,9
9	14,22	484,8	0,767	0,454	0,339	11,2	6,7	5,0	82,1	74,1	78,7
10	14,25	494,8	0,779	0,471	0,352	11,2	6,8	5,1	81,7	75,3	80,0
11	14,28	481,7	0,749	0,454	0,344	11,0	6,7	5,0	80,3	73,8	79,8
12	14,32	487,7	0,768	0,465	0,352	11,2	6,8	5,1	81,7	75,1	80,6
13	14,35	406,3	0,666	0,389	0,292	11,6	6,8	5,1	84,6	75,3	80,7
14	14,38	415,2	0,662	0,393	0,299	11,2	6,6	5,0	81,8	73,7	79,8
15	14,42	514,7	0,818	0,498	0,376	11,1	6,7	5,1	81,0	74,8	80,1
16	14,45	517,5	0,824	0,503	0,379	11,0	6,8	5,1	80,7	75,2	80,3
17	14,48	512,8	0,810	0,497	0,377	10,9	6,8	5,1	80,1	75,0	80,6
18	14,52	500,8	0,787	0,485	0,369	10,9	6,8	5,1	79,7	74,9	80,9
19	14,53	427,6	0,687	0,410	0,307	11,2	6,7	5,0	82,0	74,6	78,8
20	14,57	499,6	0,812	0,488	0,365	11,3	6,8	5,1	82,8	75,4	80,1
21	14,60	512,6	0,830	0,503	0,376	11,2	6,8	5,0	81,6	74,9	79,9
22	14,62	517,3	0,853	0,511	0,376	11,4	6,8	5,0	83,2	75,5	78,9
23	14,65	509,6	0,824	0,499	0,372	11,1	6,8	5,0	81,5	74,9	79,1
24	14,68	395,0	0,653	0,380	0,280	11,3	6,7	4,9	82,8	74,0	77,3
25	14,80	423,3	0,685	0,411	0,309	11,1	6,7	5,0	81,1	74,5	79,5
26	14,72	497,3	0,795	0,487	0,368	10,9	6,7	5,0	79,7	74,0	79,9
27	14,75	498,0	0,798	0,490	0,371	10,9	6,7	5,1	79,9	74,4	80,3
28	14,77	485,4	0,769	0,476	0,363	10,8	6,7	5,1	78,9	74,5	80,7
29	14,80	348,8	0,580	0,339	0,253	11,6	6,8	5,1	84,8	75,1	80,1
30	14,82	441,2	0,706	0,432	0,329	10,8	6,7	5,0	79,3	74,0	79,9
31	14,83	472,6	0,773	0,469	0,355	11,1	6,7	5,1	81,0	74,5	80,9

II.f.-Junio

A continuación se muestran los valores calculados de temperatura media, irradiancia media, producción por unidad de área, rendimiento y performance ratio para el mes de Junio:



Análisis de tres tecnologías de generación fotovoltaica

	HS	Gm [W/m ²]	[kWh/m ²]			Rendimiento			PR[%]		
			M	H	A	M	H	A	M	H	A
1	14,85	450,5	0,733	0,446	0,341	11,3	6,9	5,2	82,4	76,0	83,0
2	14,87	457,9	0,728	0,454	0,351	10,8	6,7	5,2	78,9	74,6	81,8
3	14,88	452,3	0,737	0,457	0,349	11,2	6,9	5,3	81,6	77,1	83,3
4	14,90	477,1	0,768	0,480	0,371	11,0	6,9	5,2	80,2	76,5	82,9
5	14,92	475,7	0,783	0,482	0,367	11,0	6,8	5,2	80,7	75,7	81,9
6	14,93	446,2	0,730	0,451	0,346	11,1	6,9	5,2	81,1	76,0	83,0
7	14,95	457,3	0,730	0,460	0,357	10,8	6,8	5,3	79,1	75,6	83,2
8	14,97	480,7	0,769	0,482	0,372	10,8	6,8	5,2	79,2	75,3	82,5
9	14,98	355,1	0,573	0,345	0,264	11,2	6,8	5,1	81,7	75,0	81,3
10	14,98	313,5	0,503	0,301	0,228	11,1	6,7	5,0	81,5	73,8	79,0
11	15,00	287,0	0,458	0,272	0,208	10,8	6,4	4,9	78,9	71,5	77,6
12	15,00	428,8	0,688	0,423	0,320	10,9	6,7	5,0	79,5	74,5	79,3
13	15,02	379,6	0,611	0,369	0,281	10,9	6,5	5,0	79,5	72,6	79,1
14	15,02	442,2	0,733	0,439	0,328	11,2	6,8	5,0	82,1	75,5	79,0
15	15,03	324,7	0,529	0,314	0,234	11,3	6,7	5,0	82,7	74,2	79,7
16	15,03	446,6	0,724	0,442	0,334	10,9	6,6	5,0	79,4	73,5	79,5
17	15,03	498,4	0,802	0,497	0,378	10,7	6,6	5,1	78,4	73,6	80,1
18	15,03	490,2	0,782	0,487	0,373	10,6	6,6	5,1	77,7	73,3	80,3
19	15,05	484,8	0,775	0,483	0,371	10,6	6,7	5,1	77,9	74,1	80,8
20	15,05	488,7	0,782	0,489	0,378	10,7	6,7	5,1	78,0	73,9	81,5
21	15,05	479,2	0,765	0,480	0,370	10,6	6,7	5,2	77,8	74,8	81,9
22	15,05	463,1	0,734	0,462	0,358	10,8	6,8	5,2	79,0	75,8	82,5
23	15,05	469,9	0,768	0,474	0,362	11,3	7,0	5,3	82,4	77,9	84,5
24	15,03	480,9	0,768	0,481	0,372	10,7	6,7	5,2	78,3	74,7	81,9
25	15,03	484,3	0,764	0,483	0,376	10,6	6,7	5,2	77,3	74,5	81,8
26	15,03	478,1	0,756	0,478	0,373	10,5	6,7	5,2	77,1	74,3	82,3
27	15,02	475,7	0,747	0,475	0,373	10,5	6,7	5,2	76,9	74,2	82,6
28	15,02	474,3	0,746	0,475	0,374	10,5	6,7	5,2	77,0	74,8	83,1
29	15,02	459,8	0,732	0,462	0,363	10,7	6,8	5,3	78,0	75,0	83,7
30	15,00	460,0	0,731	0,465	0,364	10,7	6,8	5,3	78,0	75,1	83,9



II.g.-Julio

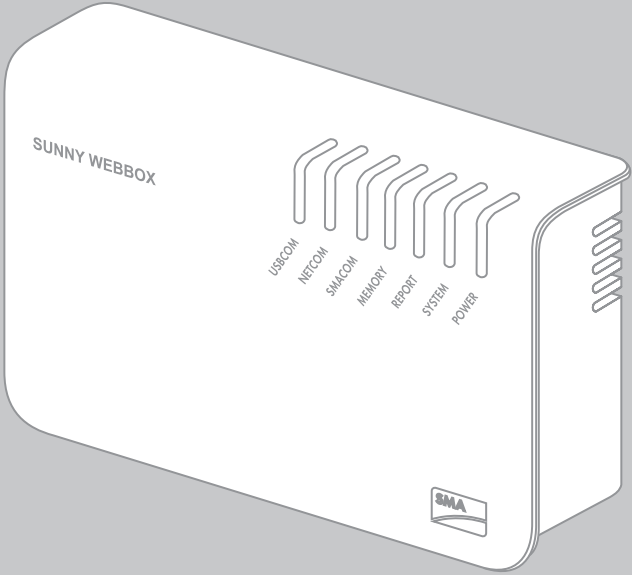
JULIO				TEMPERATURA [°C]			G[W/m²]	[kWh/m²]			RENDIMIENTO			PERFORMANCE RATIO [%]		
DIA	SS	PS	HS	P	H	A		P	H	A	P	H	A	P	H	A
1	6:48	21:48	14:59	43,4	44,6	44,6	476,8	0,760	0,483	0,376	10,8	6,9	5,3	79,1	76,1	84,2
2	6:49	21:48	14:59	42,2	43,5	43	483,1	0,764	0,487	0,379	10,8	6,9	5,3	78,9	77,1	84,2
3	6:50	21:48	14:58	41,8	42,7	43,3	474,4	0,753	0,479	0,373	10,7	6,8	5,3	78,2	75,9	83,8
4	6:50	21:48	14:57	44,5	45,2	45,1	470,5	0,734	0,469	0,368	10,6	6,8	5,3	77,7	75,3	83,3
5	6:51	21:48	14:57	43,8	44,4	44,2	421,7	0,680	0,420	0,328	10,9	6,7	5,2	79,9	74,8	82,9
6	6:51	21:47	14:56	45,6	46	46,2	470,3	0,747	0,474	0,371	10,8	6,8	5,3	78,7	75,8	84,0
7	6:52	21:47	14:55	44,3	44,6	44,8	475,1	0,755	0,480	0,374	10,7	6,8	5,3	78,3	75,5	83,5
8	6:53	21:47	14:54	44,9	45,1	45	477,4	0,755	0,481	0,378	10,7	6,8	5,3	78,3	75,7	84,4
9	6:53	21:46	14:53	45,2	45,6	45,3	479,0	0,752	0,481	0,378	10,6	6,8	5,3	77,8	75,4	84,2
10	6:54	21:46	14:52	43,2	43,7	43,5	490,3	0,780	0,496	0,387	10,8	6,8	5,3	78,8	75,9	84,1
11	6:55	21:46	14:51	46	46,1	45,7	477,7	0,743	0,477	0,377	10,5	6,8	5,3	77,1	75,0	84,7
12	6:55	21:45	14:49	46,2	47	46,4	482,8	0,752	0,483	0,381	10,5	6,8	5,3	77,1	75,6	84,6
13	6:56	21:45	14:48	47	47,4	47	474,2	0,742	0,475	0,375	10,6	6,8	5,4	77,5	75,7	84,7
14	6:57	21:44	14:47	47,4	48	47,8	470,8	0,733	0,471	0,373	10,6	6,8	5,4	77,6	75,6	84,9
15	6:58	21:44	14:45	47,4	47,7	47,5	469,9	0,731	0,470	0,371	10,5	6,8	5,3	76,7	75,5	84,6
16	6:58	21:43	14:44	44,6	45	44,8	425,7	0,657	0,422	0,331	10,6	6,8	5,4	77,8	75,7	84,9
17	6:59	21:42	14:43	42,5	42,3	42,7	343,7	0,540	0,338	0,267	10,7	6,8	5,3	78,3	75,0	84,3
18	7:00	21:42	14:41	38,6	39	39,3	397,2	0,616	0,393	0,309	10,8	6,9	5,4	79,2	76,5	86,0
19	7:01	21:41	14:40	42,6	43,3	43,1	495,0	0,761	0,493	0,388	10,5	6,8	5,4	77,1	75,6	85,1
20	7:02	21:40	14:38	45,9	46,1	45,8	460,9	0,695	0,453	0,362	10,5	6,8	5,4	76,5	75,6	85,3
21	7:02	21:40	14:37	44	44,4	44,5	494,8	0,755	0,489	0,387	10,6	6,9	5,4	77,4	76,5	85,3
22	7:03	21:39	14:35	42	41,8	41,7	376,9	0,570	0,364	0,290	10,4	6,7	5,3	75,9	74,2	83,9
23	7:04	21:38	14:33													
24	7:05	21:37	14:31	41,8	42,1	42,2	487,1	0,754	0,482	0,377	10,8	6,9	5,4	79,0	76,5	85,4
25	7:06	21:36	14:30	43	43,1	42,6	498,3	0,756	0,490	0,385	10,5	6,8	5,4	76,9	75,5	84,8
26	7:07	21:35	14:28	44,2	44,8	44,6	496,2	0,748	0,484	0,383	10,5	6,8	5,3	76,9	75,4	84,7
27	7:08	21:34	14:26	46,3	46,7	46,6	497,3	0,744	0,484	0,384	10,4	6,8	5,4	76,3	75,3	84,7
28	7:09	21:33	14:24	46,3	46,4	46,1	492,6	0,744	0,483	0,383	10,5	6,8	5,4	76,6	75,4	84,9
29	7:10	21:32	14:22	45	45,3	45,3	500,7	0,764	0,491	0,386	10,6	6,9	5,4	77,8	76,3	85,1
30	7:11	21:31	14:20	42,8	43,2	43,1	504,6	0,756	0,490	0,387	10,6	6,9	5,4	77,2	76,8	85,0
31	7:11	21:30	14:18	36,3	36,4	36,7	358,8	0,537	0,340	0,267	10,5	6,7	5,2	77,1	74,1	82,8

III.- FICHA TÉCNICA



Instrucciones breves de instalación

SUNNY WEBBOX



SWebBox-IS-es-13 | Versión 1.3

SPANISH

4 PREPARACIÓN

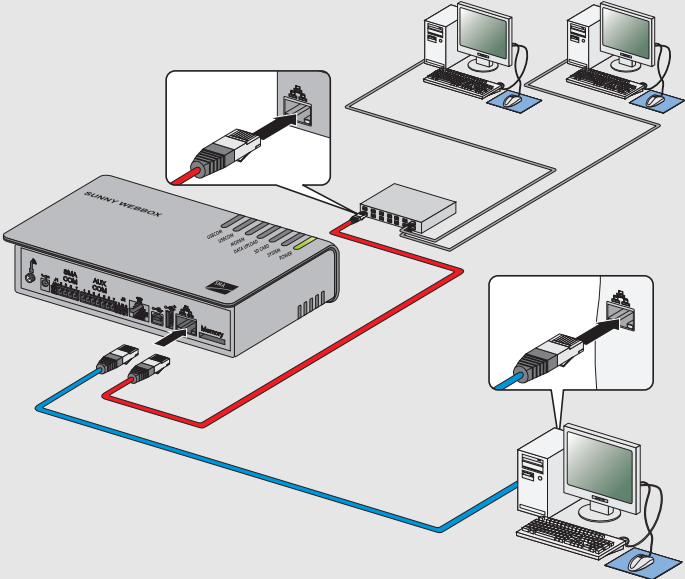
Estas instrucciones breves le guiarán por la puesta en marcha de la Sunny WebBox. Tenga en cuenta también las indicaciones relativas al lugar de instalación/montaje de las instrucciones de uso de la Sunny WebBox.

5 DESEMBALAJE

- Para la puesta en marcha se necesitan estos elementos del embalaje:
- Sunny WebBox
 - Fuente de alimentación enchufable con adaptadores para tomas de pared
 - Cable de red azul (cable cruzado)
 - Cable de red rojo (latiguillo)

6 PUESTA EN FUNCIONAMIENTO

- Conecte la Sunny WebBox y uno de los integrantes de la red conectados al ordenador (como un rúter, conmutador o concentrador) con el cable de red rojo.
○ Conecte la Sunny WebBox y el ordenador directamente con el cable de red azul.



- Conecte la fuente de alimentación enchufable a la Sunny WebBox y enchúfela a la toma de corriente.
☑ La Sunny WebBox se inicia y está lista para su uso cuando el led **REPORT**, el led **SYSTEM** y el led **POWER** se encienden en verde. Este proceso puede durar hasta 90 segundos. En las Sunny WebBox a partir de la versión de hardware M1 y de la versión de firmware 1.61 el proceso de arranque puede durar hasta 240 segundos.
- Si el led **REPORT**, el led **SYSTEM** o el led **POWER** no se encienden en verde, consulte la localización de fallos (consulte el capítulo 8, página 2).

1 INDICACIONES SOBRE ESTE DOCUMENTO

Área de validez

Este documento es válido para la Sunny WebBox a partir de la versión de hardware M1 y de la versión de firmware 1.61.

2 SEGURIDAD

La Sunny WebBox es un registrador de datos que almacena los datos de una planta fotovoltaica, los consigna, y los pone a disposición para poder acceder a ellos.
Ponga en funcionamiento la Sunny WebBox únicamente con la fuente de alimentación enchufable suministrada y en el rango de tensión apropiado.
La Sunny WebBox solo es apta para usarse con accesorios originales o recomendados expresamente por SMA*. Utilice la Sunny WebBox únicamente con el fin descrito en este documento.
Por razones de seguridad se prohíben las modificaciones del producto, así como la incorporación de componentes que no hayan sido recomendados o distribuidos específicamente por SMA para este producto. Está prohibido realizar modificaciones y remodelaciones no autorizadas y hacerlo anula la garantía y los derechos de garantía. Cualquier uso del producto distinto al descrito en el uso previsto se considerará uso inadecuado. La placa de características debe estar en el producto en todo momento. Use el producto solo de acuerdo con las indicaciones de la documentación adjunta. Otros usos del producto pueden causar lesiones al usuario o daños materiales.

Antes de instalar o utilizar el producto, lea y observe todas las indicaciones y advertencias de seguridad del documento y de la documentación del producto del CD suministrado.

* SMA = SMA America LLC, SMA Solar Technology Canada Inc

Indicaciones de seguridad

⚠ ADVERTENCIA
Peligro de muerte por descarga eléctrica
En el interior del equipo y de la fuente de alimentación enchufable existen altas tensiones que pueden ser mortales.

- No abra el equipo o la fuente de alimentación enchufable.
- Utilice el equipo únicamente en interiores y en entornos secos y manténgalo alejado de los líquidos.

⚠ ATENCIÓN
Peligro de lesiones por cables mal tendidos
Los cables mal tendidos pueden causar lesiones al tropezar con ellos.

- Tienda los cables de tal manera que nadie pueda pisarlos o tropezarse con ellos.

3 REQUISITOS DEL SISTEMA

Sistema operativo <ul style="list-style-type: none">Microsoft Windows 7Microsoft Windows VistaMicrosoft Windows XP SP2Linux desde la versión con Kernel 2.6.12* (KDE)MacOS a partir de la versión 10.6	Resolución recomendada de la pantalla <ul style="list-style-type: none">1 024 píxeles x 768 píxeles Navegador de internet <ul style="list-style-type: none">Internet Explorer a partir de la versión 8Firefox a partir de la versión 3.6
* con Sun Java Runtime Environment (JRE) a partir de la versión 6	

7 CONFIGURACIÓN CON EL SUNNY WEBBOX ASSISTANT

El Sunny WebBox Assistant le ayudará en la configuración de la Sunny WebBox. Instale el Sunny WebBox Assistant en el ordenador. Para ello, utilice el CD entregado o descargue el Sunny WebBox Assistant en el área de descargas de www.SMA-Solar.com.

i Activación de JavaScript en el navegador de internet
La interfaz de usuario de la Sunny WebBox y el Sunny WebBox Assistant necesitan JavaScript para poder mostrar y ejecutar correctamente el contenido y las funciones.

- Active JavaScript en el navegador de internet. Si fuera necesario, consulte la ayuda de su navegador de internet.

i Puesta en marcha de todos los componentes de red
Si desea integrar la Sunny WebBox en una red local sin usar el protocolo DHCP (Dynamic Host Configuration Protocol), ponga en marcha todos los componentes de su red local. El Sunny WebBox Assistant le ayudará a asignar una dirección IP libre.

Inicio del Sunny Webbox Assistant

1. Ejecute el fichero de inicio del Sunny WebBox Assistant en función del sistema operativo empleado:							
<table><tr><th>Sistema operativo</th><th>Fichero de inicio del Sunny WebBox Assistant</th></tr><tr><td><ul style="list-style-type: none">Microsoft Windows 7Microsoft Windows VistaMicrosoft Windows XP SP2</td><td>Sunny-WebBox-Assistant.exe</td></tr><tr><td><ul style="list-style-type: none">Linux*MacOS</td><td>Sunny-WebBox-Assistant.jar</td></tr></table>	Sistema operativo	Fichero de inicio del Sunny WebBox Assistant	<ul style="list-style-type: none">Microsoft Windows 7Microsoft Windows VistaMicrosoft Windows XP SP2	Sunny-WebBox-Assistant.exe	<ul style="list-style-type: none">Linux*MacOS	Sunny-WebBox-Assistant.jar	
Sistema operativo	Fichero de inicio del Sunny WebBox Assistant						
<ul style="list-style-type: none">Microsoft Windows 7Microsoft Windows VistaMicrosoft Windows XP SP2	Sunny-WebBox-Assistant.exe						
<ul style="list-style-type: none">Linux*MacOS	Sunny-WebBox-Assistant.jar						
* con Sun Java Runtime Environment (JRE) a partir de la versión 6							
☑ El Sunny WebBox Assistant se abre en el navegador de internet.							
✗ Si el Sunny WebBox Assistant no se abre, consulte el apartado LOCALIZACIÓN DE FALLOS .							

Vista general del menú

- Con este botón, abra el menú **Ajustes**.
- Con este elemento se inicia la búsqueda de la Sunny WebBox.
- Con este elemento puede seleccionar el idioma del programa.

Búsqueda de la Sunny Webbox

- Acepte el contrato de licencia y seleccione **[Siguiente]**.
- Si la Sunny WebBox todavía no se ha puesto en funcionamiento, hágalo (consulte el capítulo 6, página 1) y seleccione **[Siguiente]**.
 - ☑ El Sunny WebBox Assistant inicia la búsqueda de equipos Sunny WebBox en su red.
 - ✗ Si el Sunny WebBox Assistant no encuentra la Sunny WebBox, consulte la localización de fallos (consulte el capítulo 8, página 2).

Configuración de la Sunny WebBox

- Seleccione la Sunny WebBox que tenga que configurar.
- Seleccione **[Configurar WebBox]**.
 - ☑ El Sunny WebBox Assistant lo guiará a través de las configuraciones básicas de la Sunny WebBox. Siga las indicaciones del Sunny Home Manager Assistant.

8 LOCALIZACIÓN DE FALLOS

El led POWER está apagado.

La Sunny WebBox no recibe tensión eléctrica.

- Compruebe que la Sunny WebBox esté conectada al suministro de tensión.

El led SYSTEM se ilumina en rojo fijo.

Para reiniciar la Sunny WebBox, retire el bloque de alimentación de la Sunny WebBox de la toma de corriente y vuélvalo a enchufar tras un periodo breve de tiempo.

Si no se puede solucionar el problema tras reiniciar, póngase en contacto con la Asistencia Técnica de SMA.

La Sunny WebBox no establece ninguna conexión a través del rúter DSL.

En los rúteres DSL de algunos fabricantes puede producirse una interrupción de la conexión si entran en el modo de ahorro de energía.

- Desactive el modo de ahorro de energía del rúter DSL.
- Utilice la conexión "LAN 1" del rúter DSL, ya que el modo de ahorro de energía está normalmente desactivado de serie en esta conexión.

El Sunny WebBox Assistant no se abre.

Aviso de error: http://localhost:4145/s/init

No hay un navegador de internet estándar instalado en su sistema operativo.

- Instale un navegador de internet estándar en su sistema operativo. Si fuera necesario, consulte la ayuda de su sistema operativo.

No hay ningún navegador de internet instalado.

- Instale un navegador de internet compatible con su sistema operativo.

El Sunny WebBox Assistant no encuentra la Sunny WebBox.

- Eventualmente IPv6 no es compatible con otros componentes de la red (p. ej. servidor proxy o rúter WLAN). Conecte la Sunny WebBox directamente con el ordenador usando el cable de red azul y repita la búsqueda.
- La Sunny WebBox se encuentra en otra área de la red a la cual no se tiene acceso. Conecte la Sunny WebBox directamente con el ordenador usando el cable de red azul y repita la búsqueda.
- Un cortafuegos bloquea la conexión a la Sunny WebBox. Desactive el cortafuegos durante la puesta en marcha o permita la conexión necesaria (protocolo: HTTP, UDP en el puerto 80). Si fuera necesario, consulte la ayuda del cortafuegos y repita la búsqueda.

El IPv6 no se puede activar en Windows XP.

- Es necesario tener derechos de administrador en su ordenador para poder activar el IPv6. Después de activar el IPv6 reinicie el ordenador y el Sunny WebBox Assistant.
- Active el IPv6 manualmente en Windows XP SP2 (consulte las instrucciones de uso de la Sunny WebBox)

9 CONTACTO

Si surge algún problema técnico con nuestros productos, póngase en contacto con el Servicio Técnico de SMA. Para ayudarle de forma eficaz, necesitamos que nos facilite estos datos:

- Sistema operativo de su ordenador
- Versión de firmware de la Sunny WebBox
- Versión del software del Sunny WebBox Assistant
- Tipo de interfaz de comunicación entre la Sunny WebBox y los inversores

Australia	SMA Australia Pty Ltd. Sydney	Toll free for Australia:	1800 SMA AUS (1800 762 287)
		International:	+61 2 9491 4200
Belgien/Belgique/België	SMA Benelux BVBA/SPRL Mechelen	+32 15 286 730	
Brasil	Vide España (Espanha)		
Česko	SMA Central & Eastern Europe s.r.o. Praha	+420 235 010 417	
Chile	Ver España		
Danmark	Se Deutschland (Tyskland)		
Deutschland	SMA Solar Technology AG Niestetal	Medium Power Solutions Wechselrichter: Kommunikation:	 +49 561 9522-1499 +49 561 9522-2499
		SMA Online Service Center: www.SMA.de/Service	
		Hybrid Energy Solutions	
		Sunny Island:	+49 561 9522-399
		PV-Diesel	+49 561
		Hybridsysteme:	9522-3199
		Power Plant Solutions	
		Sunny Central:	+49 561 9522-299
España	SMA Ibérica Tecnología Solar, S.L.U. Barcelona	Llamada gratuita en España:	900 14 22 22
		Internacional:	+34 902 14 24 24
France	SMA France S.A.S. Lyon	Medium Power Solutions Onduleurs : Communication :	 +33 472 09 04 40 +33 472 09 04 41
		Hybrid Energy Solutions	
		Sunny Island :	+33 472 09 04 42
		Power Plant Solutions	
		Sunny Central :	+33 472 09 04 43
India	SMA Solar India Pvt. Ltd. Mumbai	+91 22 61713888	
Italia	SMA Italia S.r.l. Milano	+39 02 8934-7299	

Kύπρος/ Kıbrıs	Βλέπε Ελλάδα/ Bkz. Ελλάδα (Yunanistan)		
Luxemburg/Luxembourg	Siehe Belgien Voir Belgique		
Magyarország	lásd Česko (Csehország)		
Nederland	zie Belgien (België)		
Österreich	Siehe Deutschland		
Perú	Ver España		
Polska	Patrz Česko (Czechy)		
Portugal	SMA Solar Technology Portugal, Unipessoal Lda Lisboa	Isento de taxas em Portugal: Internacional:	800 20 89 87 +351 2 12 37 78 60
România	Vezi Česko (Cehia)		
Schweiz	Siehe Deutschland		
Slovensko	pozri Česko (Česká republika)		
South Africa	SMA Solar Technology South Africa Pty Ltd. Centurion (Pretoria)	08600 SUNNY (08600 78669) International:	 +27 (12) 643 1785
United Kingdom	SMA Solar UK Ltd. Milton Keynes	+44 1908 304899	
Ελλάδα	SMA Hellas AE Αθήνα	801 222 9 222 International:	 +30 212 222 9 222
България	Вижте Ελλάδα (Гърция)		
ไทย	SMA Solar (Thailand) Co., Ltd. กรุงเทพฯ	+66 2 670 6999	
대한민국	SMA Technology Korea Co., Ltd. 서울	+82 2 508-8599	
中国	SMA Beijing Commercial Company Ltd. 北京	+86 10 5670 1350	
+971 2 234-6177	SMA Middle East LLC أبو ظبي		الإمارات العربية المتحدة
United States/Estados Unidos	SMA America, LLC Rocklin, CA	+1 877-MY-SMATech (+1 877-697-6283)* +1 916 625-0870**	
Canada/Canadá	SMA Canada, Inc. Toronto	+1 877-MY-SMATech (+1 877-697-6283)***	
* toll free for USA, Canada and Puerto Rico / Llamada gratuita en EE. UU., Canadá y Puerto Rico ** international / internacional *** toll free for Canada / gratuit pour le Canada			
Other countries	International SMA Service Line Niestetal	Toll free worldwide: 00800 SMA SERVICE (+800 762 7378423)	



Safe

- Integrated ESS DC switch-disconnector
- Galvanic isolation

All purpose

- For indoor and outdoor installation
- Suitable for generator grounding

Reliable

- Tried and tested technology
- Maintenance free, thanks to convection cooling

Simple

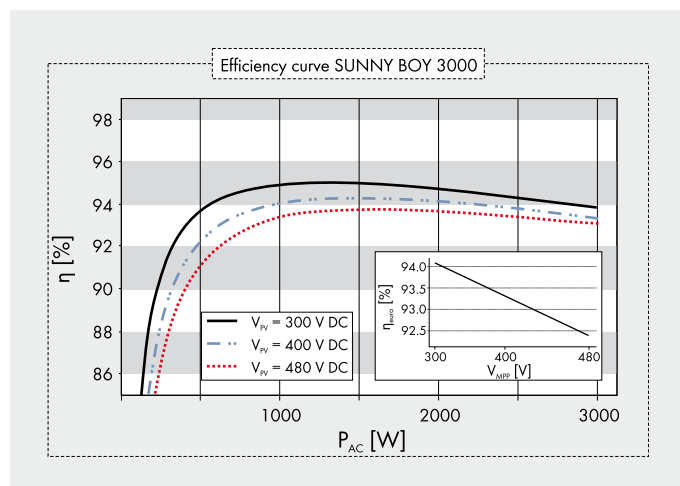
- DC plug system SUNCLIX

SUNNY BOY 1200 / 1700 / 2500 / 3000

Proven technology for secure investments

Universally applicable: the Sunny Boy inverters 1200, 1700, 2500 and 3000 are used in the most diverse AC grids thanks to their galvanic isolation. In addition, the devices are suitable for simple grounding of the generator. Their integrated ESS DC switch-disconnector makes installation simpler while also reducing assembly costs. Equipped with the OptiTrac MPP-tracking process, it will always find the best working point, even under dynamic weather conditions. In this way, it reliably converts solar energy into solar yield.

Technical data	Sunny Boy 1200	Sunny Boy 1700	Sunny Boy 2500	Sunny Boy 3000
Input (DC)				
Max. DC power (@ cos φ = 1)	1320 W	1850 W	2700 W	3200 W
Max. DC voltage	400 V	400 V	600 V	600 V
MPP voltage range	100 V – 320 V	147 V – 320 V	224 V – 480 V	268 V – 480 V
DC nominal voltage	120 V	180 V	300 V	350 V
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 120 V	139 V / 180 V	224 V / 300 V	268 V / 330 V
Max. input current / per string	12.6 A / 12.6 A	12.6 A / 12.6 A	12 A / 12 A	12 A / 12 A
Number of MPP trackers / strings per MPP tracker	1 / 2	1 / 2	1 / 3	1 / 3
Output (AC)				
AC nominal power (@ 230 V, 50 Hz)	1200 W	1550 W	2300 W	2750 W
Max. AC apparent power	1200 VA	1700 VA	2500 VA	3000 VA
Nominal AC voltage; range	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V	220, 230, 240 V; 180 V – 265 V
AC grid frequency; range	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz	50, 60 Hz; ± 4.5 Hz
Max. output current	6.1 A	8.6 A	12.5 A	15 A
Power factor (cos φ)	1	1	1	1
Phase conductors / connection phases	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
Efficiency				
Max. efficiency / Euro-eta	92.1 % / 90.9 %	93.5 % / 91.8 %	94.1 % / 93.2 %	95.0 % / 93.6 %
Protection devices				
DC reverse-polarity protection	●	●	●	●
ESS switch-disconnector	●	●	●	●
AC short circuit protection	●	●	●	●
Ground fault monitoring	●	●	●	●
Grid monitoring (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Galvanically isolated / all-pole sensitive fault current monitoring unit	●/–	●/–	●/–	●/–
Protection class / overvoltage category	I / III	I / III	I / III	I / III
General data				
Dimensions (W / H / D) in mm	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214	440 / 339 / 214
Weight	23 kg	25 kg	28 kg	32 kg
Operating temperature range	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C	–25 °C ... +60 °C
Noise emission (typical)	≤ 41 dB(A)	≤ 46 dB(A)	≤ 33 dB(A)	≤ 30 dB(A)
Internal consumption (night)	< 0.1 W	< 0.1 W	< 0.25 W	< 0.25 W
Topology	LF transformer	LF transformer	LF transformer	LF transformer
Cooling concept	Convection	Convection	Convection	Convection
Electronics protection rating / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Climatic category (per IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
Features				
DC connection: SUNCLIX	●	●	●	●
AC connection: screw terminal / plug connector / spring-type terminal	–/●/–	–/●/–	–/●/–	–/●/–
Display: text line / graphic	●/–	●/–	●/–	●/–
Interfaces: RS485 / Bluetooth®	○/○	○/○	○/○	○/○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificates and permits (more available on request)	CE, VDE 0126-1-1, UTE C 15-712-1, DK 5940*, RD 1663, G83/1-1, CER/06/190 (only SB 1700), PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS, IEEE 929		CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663, G83/1-1, CER/06/190, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PPDS	
*Only applies to IT variants, ** Does not apply to all national deviations of EN 50438				
● Standard features ○ Optional features – not available Data at nominal conditions				
Type designation	SB 1200	SB 1700	SB 2500	SB 3000



Accessories



RS485 interface of type
485PB-NR



Bluetooth® Piggy Back
BTPBINV-NR



Grounding set "Positive"
ESHV-P-NR



Grounding set "Negative"
ESHV-N-NR

Marine C60N circuit breakers (curve C, D)

DB123102



C60N 1P



C60N 2P



C60N 3P



C60N 4P

IEC/EN 60947-2

Marine approvals

- Schneider Electric is committing to have all products Marine type approved by IACS (International Association of Classification Societies):
 - ABS, BV, DNV, GL, KRS, LRS, RINA, RMRoS and meet international standards requirements that are compulsory for the worldwide merchant marine market,
 - other classification bodies: please consult us.

- C60N circuit breakers are circuit breakers which combine the following functions:
 - circuit protection against short-circuit currents,
 - circuit protection against overload currents,
 - breaking and industrial disconnection as per standards IEC/EN 60947-2.
- The presence of the green strip guarantees physical opening of the contacts and allows operations to be performed on the downstream circuit in complete safety.

- Increased product service life thanks:
 - overvoltage resistance,
 - high performance limitation,
 - to fast closing independent of the speed of actuation of the toggle.
- Upstream or downstream connection.

Positive contact indication

- Suitability for isolation in accordance with the IEC/EN 60947-2 standard.

Alternating current (AC) 50/60 Hz

Ultimate breaking capacity (Icu) as per IEC/EN 60947-2

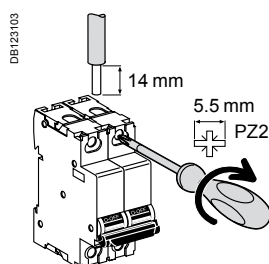
Ph/Ph (2P, 3P, 4P)	Voltage (Ue)				Service breaking capacity (Ics)
	240 V	415 V	-	440 V	
Ph/N (1P)	-	240 V	415 V	-	
Rating (In) 1 to 63 A	20 kA	10 kA	3 kA	6 kA	75 % of Icu
i_{tr}	1.2 x 12 In				

Catalogue numbers

Marine C60N circuit breaker								
Type	1P		2P		3P		4P	
Rating (In)	Curve		Curve		Curve		Curve	
	C	D	C	D	C	D	C	D
1 A	MGN60862	MGN60506	MGN60875	MGN60518	MGN60888	MGN60530	MGN60901	MGN60543
2 A	MGN60863	MGN60507	MGN60876	MGN60519	MGN60889	MGN60531	MGN60902	MGN60544
3 A	MGN60864	MGN60508	MGN60877	MGN60520	MGN60890	MGN60532	MGN60903	MGN60545
4 A	MGN60865	MGN60509	MGN60878	MGN60521	MGN60891	MGN60533	MGN60904	MGN60546
6 A	MGN60866	MGN60510	MGN60879	MGN60522	MGN60892	MGN60534	MGN60905	MGN60547
10 A	MGN60867	MGN60511	MGN60880	MGN60523	MGN60893	MGN60535	MGN60906	MGN60548
16 A	MGN60868	MGN60512	MGN60881	MGN60524	MGN60894	MGN60536	MGN60907	MGN60549
20 A	MGN60869	MGN60513	MGN60882	MGN60525	MGN60895	MGN60537	MGN60908	MGN60550
25 A	MGN60870	MGN60514	MGN60883	MGN60526	MGN60896	MGN60538	MGN60909	MGN60551
32 A	MGN60871	MGN60515	MGN60884	MGN60527	MGN60897	MGN60539	MGN60910	MGN60552
40 A	MGN60872	-	MGN60885	-	MGN60898	MGN60540	MGN60911	MGN60553
50 A	MGN60873	-	MGN60886	-	MGN60899	-	MGN60912	-
63 A	MGN60874	-	MGN60887	-	MGN60900	-	MGN60913	-
Width in 9-mm modules	2		4		6		8	

Marine C60N circuit breakers (curve C, D) (cont.)

Connection

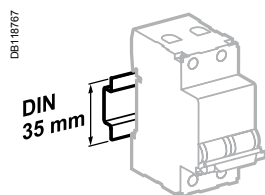


Rating	Tightening torque	Copper cables	
		Rigid	Flexible or with ferrule
1 to 25 A	2 N.m	1 to 25 mm ²	1 to 25 mm ²
32 to 63 A	3.5 N.m	1.5 to 35 mm ²	1.5 to 35 mm ²

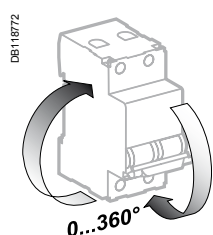
Technical data

According to IEC/EN 60947-2

Insulation voltage (U _i)	500 V AC
Pollution degree	3
Rated impulse withstand voltage (U _{imp})	6 kV
Thermal tripping	Nominal temperature for operation According to ambient temperature
Magnetic tripping (I _i)	C curve D curve According to current frequency
Utilization category	A
Compliance with	IACS part E10
Other characteristics	
Degree of protection	Device in modular enclosure IP40
Endurance (O-F)	Electrical Mechanical
Service temperature	-30°C to +70°C
Storage temperature	-40°C to +80°C
Power loss	See module 92517
Connection	Upstream or downstream



Clip on DIN rail 35 mm.



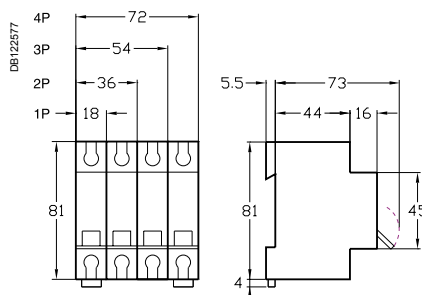
Indifferent position of installation.

Weight (g)

Circuit-breaker

Type	C60N
1P	120
2P	240
3P	360
4P	480

Dimensions (mm)





Cont. energ. monof. med. dir., 32A,230V

EC051

Características técnicas	
I máx. del circuito de medida	32 A
Corriente de funcionamiento	0,02/32 A
Tensión de alimentación	230V ± 20%
Clase de precisión	B
Frecuencia asignada	50 Hz
Potencia consumida	6,7 VA
Duración del impulso	100 ms
Intervalo entre dos impulsos	48000 ms
Magnitud del impulso	100 Wh
Número de módulos	1



AENOR Asociación Española de
Normalización y Certificación

CERTIFICADO AENOR DE PRODUCTO N° 030 / 000836
AENOR PRODUCT CERTIFICATE N°

Pg. 1/2
2010-01-25

La Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR) certifica que el producto
The Spanish Association for Standardisation and Certification (AENOR) certifies that the product

INTERRUPTOR AUTOMÁTICO MAGNETOTÉRMICO

**CIRCUIT-BREAKERS FOR OVERCURRENT PROTECTION FOR HOUSEHOLD AND SIMILAR
INSTALLATION**

detallado en la(s) página(s) siguiente(s),

detailed in the following page(s),

suministrado por

supplied by

SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA, S.A.
CL BAC DE RODA, 52. EDIFICIO A
08019 BARCELONA (ESPAÑA)

y elaborado en

and manufactured in

VIA EMILIO GRECO, 9
02010 VAZIA (RIETI) (ITALIA)

es conforme con

complies with

UNE-EN 60898-1:2004 (EN 60898-1:2003)
UNE-EN 60898-1:2004/A11:2006 (EN 60898-1:2003/A11:2005)
UNE-EN 60898-1:2004/A1:2005 (EN 60898-1:2003/A1:2004)

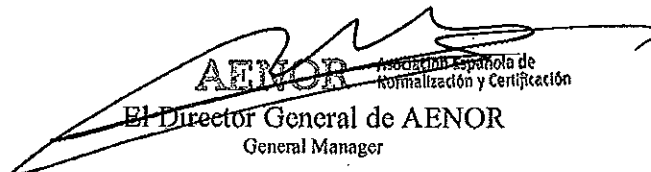
Para conceder este Certificado, AENOR ha ensayado el producto y ha comprobado el sistema de la calidad aplicado para su elaboración. AENOR realiza estas actividades periódicamente mientras el Certificado no haya sido anulado, según se establece en el Reglamento Particular RP 30.15.

In order to grant this Certificate, AENOR has tested the product and has verified the quality system used in its manufacture. AENOR performs these tasks periodically while the Certificate has not been cancelled, in accordance with the stipulations of the Specific Rules RP 30.15.

Fecha de concesión: **1998-01-26**
First issued on:

Fecha de modificación: **2010-01-25**
Modified on:

Fecha de caducidad: **2015-01-25**
Expires on:


AENOR Asociación Española de
Normalización y Certificación
El Director General de AENOR
General Manager

Este certificado anula y sustituye al certificado 030/000836, de fecha 2009-02-02.
No está autorizada la reproducción parcial de este documento.

This certificate supersedes certificate 030/000836, dated 2009-02-02.
The partial reproduction of this document is not permitted.

AENOR - Génova, 6 - 28004 MADRID - Teléfono 914 32 60 00 - Telefax 913 10 46 83

Entidad acreditada por ENAC (01/C-PR002.030)
Body accredited by ENAC (01/C-PR002.030)

**AENOR**Asociación Española de
Normalización y Certificación**CERTIFICADO AENOR DE PRODUCTO N° 030 / 000836**
AENOR PRODUCT CERTIFICATE N°Pg. 2/2
2010-01-25Marca comercial: Schneider Electric
Trade mark:

Referencia	N° de polos	Tensión asignada	Intensidad asignada	Poder de corte asignado	Poder de corte en servicio	Clase de limitación de energía	Curva	Información adicional
Type Ref.	No. of poles	Rated voltage	Rated current	Short circuit capacity	Service short-circuit capacity	Energy limiting class	Tripping current	Additional information
27885	1P	230/400 V~	6 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27886	1P	230/400 V~	10 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27887	1P	230/400 V~	16 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27888	1P	230/400 V~	20 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27889	1P	230/400 V~	25 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27890	1P	230/400 V~	32 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27891	1P	230/400 V~	40 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27898	1P+N	230 V~	6 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27899	1P+N	230 V~	10 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27900	1P+N	230 V~	16 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27901	1P+N	230 V~	20 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27902	1P+N	230 V~	25 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27903	1P+N	230 V~	32 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27904	1P+N	230 V~	40 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27911	2P	230/400 V~	6 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27912	2P	230/400 V~	10 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27913	2P	230/400 V~	16 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27914	2P	230/400 V~	20 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27915	2P	230/400 V~	25 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27916	2P	230/400 V~	32 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N
27917	2P	230/400 V~	40 A	6000 A	6000 A	3	C	Serie K60N

AENORAsociación Española de
Normalización y CertificaciónEste certificado anula y sustituye al certificado 030/000836, de fecha 2009-02-02.
No está autorizada la reproducción parcial de este documento.This certificate supersedes certificate 030/000836, dated 2009-02-02.
The partial reproduction of this document is not permitted.

AENOR - Génova, 6 - 28004 MADRID - Teléfono 914 32 60 00 - Telefax 913 10 46 83

Entidad acreditada por ENAC (01/C-PR002.030)
Body accredited by ENAC (01/C-PR002.030)

A-170P, A-180P

Módulo Fotovoltaico Profesional

FUNCIONALIDAD ECOLÓGICA

ATERSA utiliza materiales de última generación para fabricar sus módulos fotovoltaicos. Los módulos de 72 células policristalinas permiten la construcción de este tipo de módulos de alta potencia, lo que simplifica la instalación de los sistemas de conexión a red y sistemas de bombeo de agua directo. Estos módulos se agrupan en la gama de alta potencia, y son ideales para cualquier aplicación que utilice el efecto fotoeléctrico como fuente de energía limpia, debido a su mínima polución química y nula contaminación acústica. Además, gracias a su diseño, se pueden integrar con facilidad en prácticamente cualquier instalación.

MATERIALES

El largo bagaje de ATERSA en la fabricación de módulos fotovoltaicos, sitúa a la empresa en una posición inmejorable a la hora de elegir los materiales más adecuados para su producción, lo que significa garantía de calidad para sus productos.

Cada módulo está formado por un cristal con alto nivel de transmisividad. Cuenta con uno de los mejores encapsulantes utilizados en la fabricación de los módulos, el etil-vinilo-acetato modificado (EVA). La lámina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica, ya sea adhesión, aislamiento eléctrico, o aislamiento frente a las inclemencias meteorológicas. Además, el marco está fabricado con aluminio y cuenta con una capa externa de pintura que provee al perfil de una resistencia mucho mayor que el anodizado típico.

Gracias al sistema utilizado en los marcos de ATERSA, se ha conseguido aunar tanto el propósito de dar rigidez mecánica al laminado, cumpliendo todas las normas requeridas, así como un sistema fácil y rápido de montaje, que consigue reducir hasta 3 veces el tiempo necesario para la instalación de los módulos. Esto, sumado a la utilización de los cables con conectores rápidos de última generación, facilita la instalación del módulo sea cual sea su destino.

CALIDAD

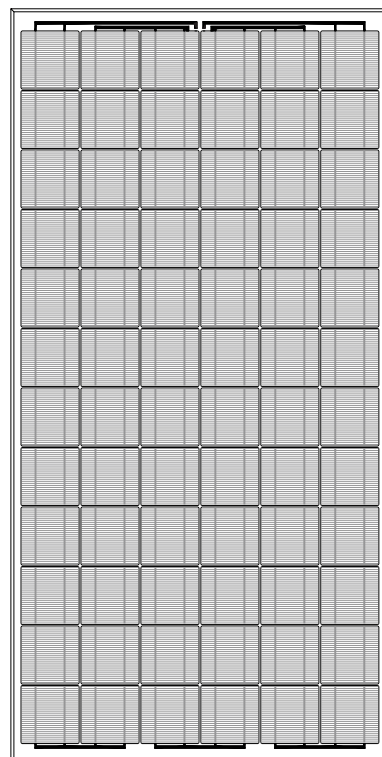
Todos los productos de ATERSA se fabrican bajo las estrictas normas de calidad dictadas por la ISO 9001, certificado que posee la compañía desde el año 1997. Esta serie de módulos cumple con las directivas europeas 2006/95/EC, y con las normas IEC 61215 e IEC 61730 a 1000V_{DC}. Entre otras pruebas, los módulos han sido sometidos a 200 ciclos frío-calor de -40°C a +85°C, ensayos de carga mecánica, así como pruebas de resistencia al granizo consistentes en el impacto de una bola de 25,4mm de diámetro a una velocidad de 82 Km/h, once veces sobre el módulo.

La caja de conexiones QUAD 2 dispone de un grado de estanqueidad IP 54, que provee al sistema de un buen aislamiento frente a la humedad e inclemencias meteorológicas. La caja es capaz de albergar cables de conexión con un diámetro exterior desde 4,5mm hasta 10mm.

Estos módulos van provistos de cables asimétricos en longitud, con un diámetro de sección de cobre de 4mm, y con una bajísima resistencia de contacto, todo ello destinado a conseguir las mínimas pérdidas por caídas de tensión. Cumplen con todos los requerimientos de seguridad, tanto de flexibilidad, como de doble aislamiento, o alta resistencia a los rayos UV. Todo esto los convierte en cables idóneos para su uso en aplicaciones de intemperie.

GARANTÍA

GARANTÍA de hasta 25 años sobre la potencia de salida y de 3 años contra los defectos de fabricación. (Para una información más exhaustiva de los términos de la garantía, pueden consultar nuestra página web: www.atersa.com).



CARACTERÍSTICAS

Los datos eléctricos reflejan los valores típicos de los módulos y laminados A-170P y A-180P medidos en la salida de los terminales, al final del proceso de fabricación.

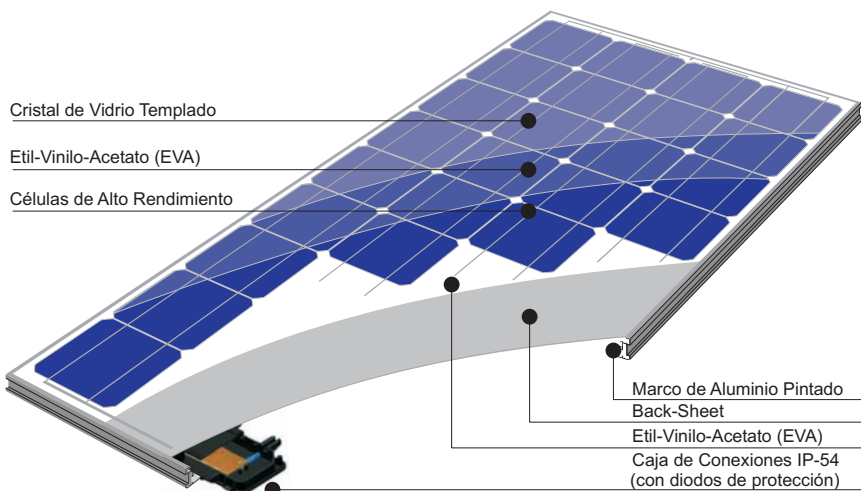
Mediciones realizadas conforme a ASTM E1036 corregidas a las condiciones de prueba estándar (STC): radiación 1KW/m^2 , distribución espectral AM (masa de aire) 1,5 ASTM E892 y temperatura de célula de 25°C .

La potencia de las células solares es variable en la salida del proceso de producción. Las diferentes especificaciones de potencia de estos módulos reflejan esta dispersión.

Las células cristalinas, durante los primeros meses de exposición a la luz, pueden experimentar una degradación fotónica que podría hacer decrecer el valor de la potencia máxima del módulo hasta un 3%.

Las células, en condiciones normales de operación, alcanzan una temperatura superior a las condiciones estándar de medida del laboratorio. El TONC es una medida cuantitativa de ese incremento. La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de $0,8\text{KW/m}^2$, temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1 m/s .

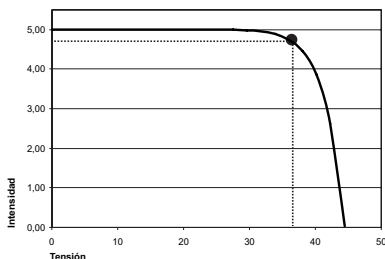
Dado que la pintura del marco es un aislante eléctrico, habrá que erosionar el punto de contacto con el cable de tierra para asegurar la continuidad a tierra.



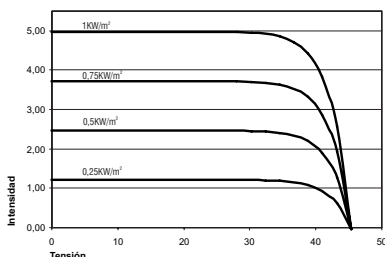
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	A-170P	A-180P
Potencia (W en prueba $\pm 3 \%$)	170W	180W
Número de células en serie	72	
Eficiencia del módulo	11,40%	13,66%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	4,72A	5,00A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	36,05V	36,15V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	5,00A	5,20A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	44,25V	44,30V
Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,08 %/°C	
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32%/°C	
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,38%/°C	
Máxima Tensión del Sistema	1000 V	
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Dimensiones (mm.)	1618X814X35	
Peso (aprox.)	14,80Kg	
Especificaciones eléctricas medidas en STC. TONC: 47±2°C		
NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.		

CURVAS MODELO A-170P

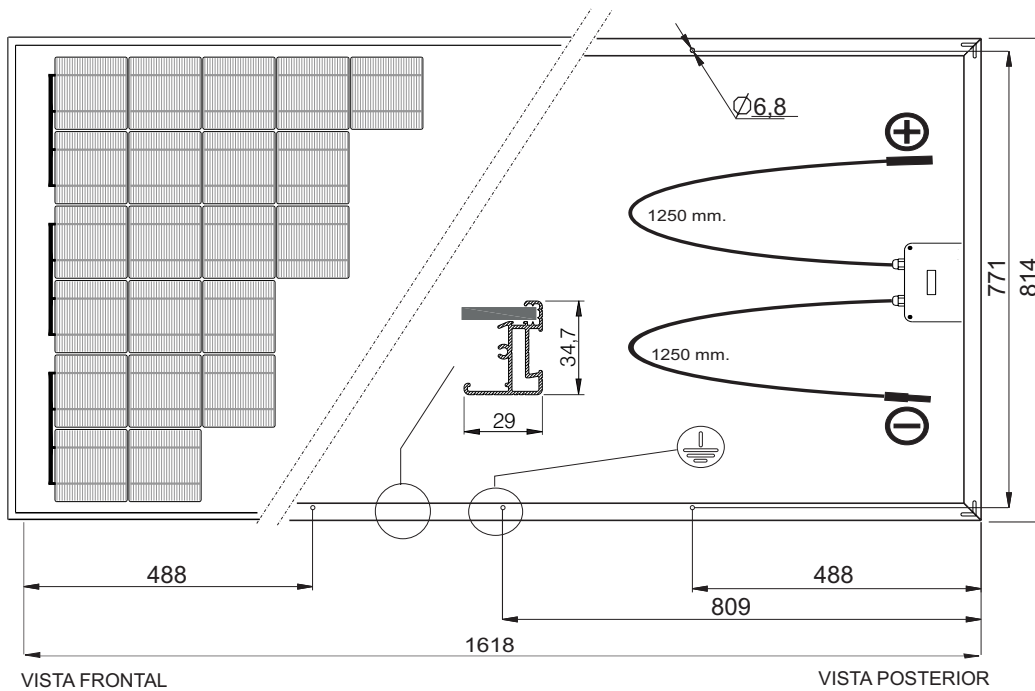
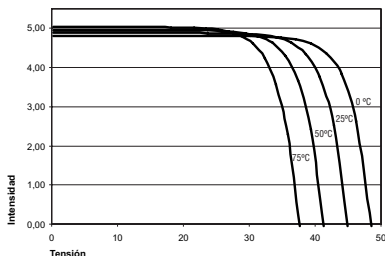
CURVA I-V (a 25°C y 1KW/m^2)



CURVA I-V (a 25°C)



CURVA I-V (a 1KW/m^2)



MADRID 28045
C/ Embajadores, 187-3º
tel. +34 915 178 580
tel. +34 915 178 452
fax. +34 914 747 467

ALMUSSAFES (VALENCIA) 46440
P.I. Juan Carlos I
Avda. de la Foia, 14
tel. 902 545 111
fax. 902 503 355
e-mail: atersa@atersa.com

CÓRDOBA 14007
C/ Escritor Rafael Pavón, 3
tel. +34 957 263 585
fax. +34 957 265 308

Última revisión: 02/12/08
Referencia: MU-5P 6x12-K

SPECIFICATIONS

Kaneka Corporation

**For Kaneka Thin film PV Modules
(U-EA110)**

KANEKA CORPORATION

SOLAR ENERGY DIVISION

3-2-4, NAKANOSHIMA, KITA-KU
OSAKA 530-8288, JAPAN



Specifications – U- type

1. 1 Module Specifications

Table 1.

PRODUCT:THIN-FILM SILICON PV MODULE				
MODEL: U-EA110		DATE: March 01, 2008		
SPECIFICATION LISTS		UNIT	VALUE	REMARK
Performance at STC (stabilized)				
Nominal Power (Pmax)	W	110	(+10%/-5%)	
Open Circuit Voltage (Voc)	V	71.0	(±10%)	
Short Circuit Current (Isc)	A	2.50	(±10%)	
Voltage at Pmax (Vpm)	V	54.0		
Current at Pmax (Ipm)	A	2.04		
Max. System Voltage	V	600		
Dimension	mm	1210.0 ± 2.5 x 1008.0 ± 2.5		
Depth	mm	40.0 ± 1.0		
Weight	kg	18		
(Reference)				
Performance at STC (initial)				
Power (Pmax)	W	126	(typical)	
Open Circuit Voltage (Voc)	V	71		
Short Circuit Current (Isc)	A	2.5		
Voltage at Pmax (Vpm)	V	55		
Current at Pmax (Ipm)	A	2.3		
(REMARK)				
<div><div></div><div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><div></div><</div></div>				

1.2 Materials

1.2.1 Photovoltaic cell

Amorphous silicon / micro-crystalline-based

1.2.2 Superstrate (glass substrate)

Float glass (dimensions: 1200 ± 1 mm x 998 ± 1 mm x 5 ± 0.2 mm, squareness: 1/300 or less)

1.2.3 Back cover sheet

Stacked fluorine-based films (reference thickness: 0.18 mm) are fusion bonded by using EVA resin (reference thickness: 600 μ m).

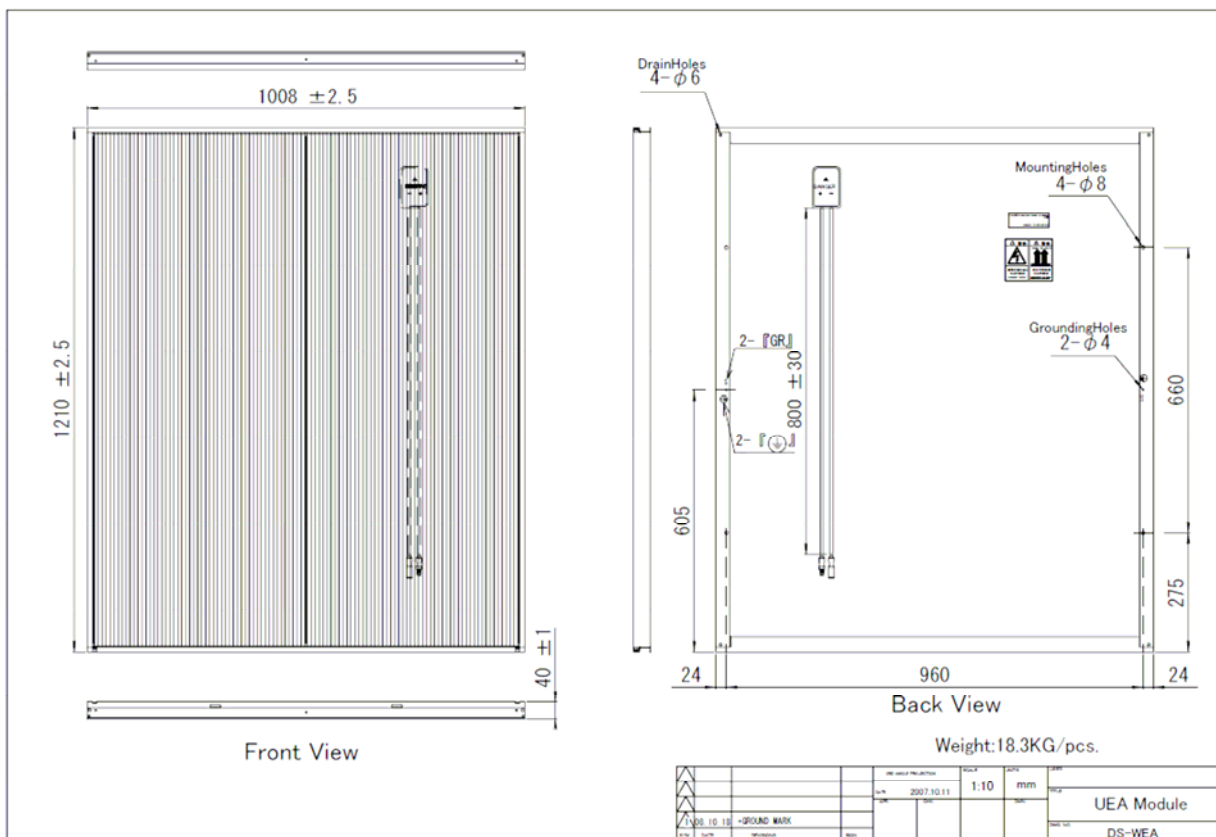
1.2.4 Frame, junction box, output cable, connectors

Frame: aluminum extrusion mold (inner-brim-type frame)

Junction box and cable: Onamba's FNMC80D2S3 (ONAMBA Photovoltaic Cable (TUV), MC3 connectors)

1.3 Dimensions

U-EA110 – Refer to the following diagram.



1.4 Standard operating conditions

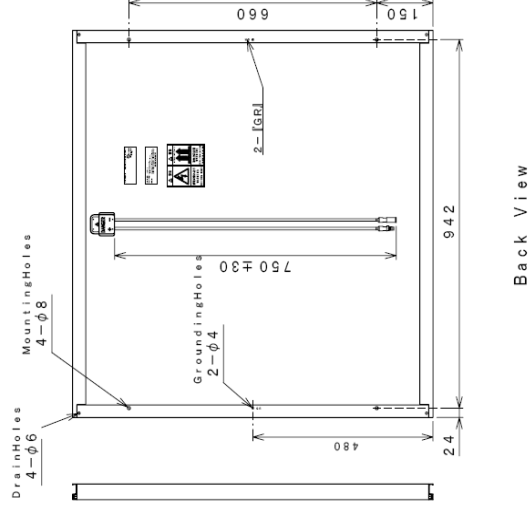
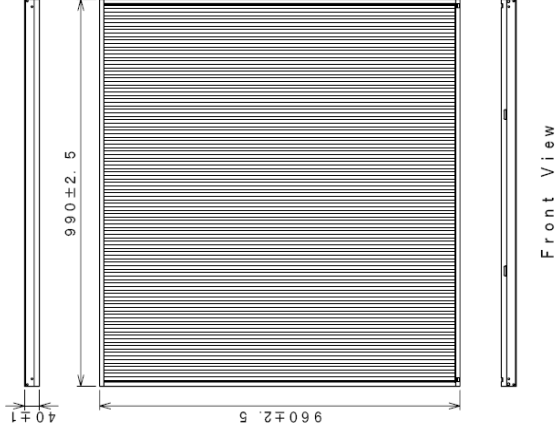
The MODULES should be installed at a place where they can receive sufficient sunlight. Places subjected to seawater or snowfall (1 m or more) should be avoided. Ambient temperature should be in the range between -20°C and 50°C and with installation angle more than 5°. The temperature of MODULES should be in the range between -20°C and 80°C.

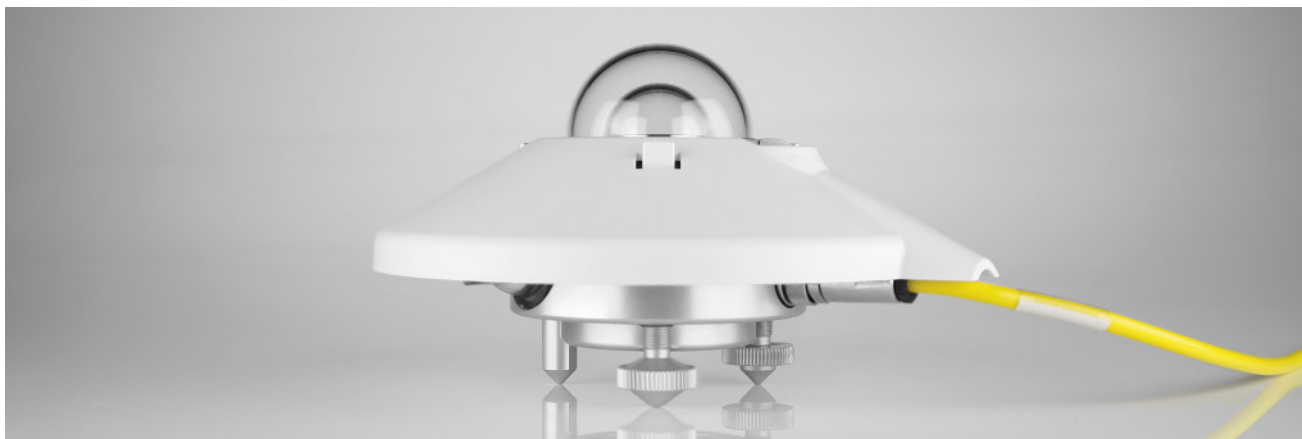
2. Packing Specifications

20pcs are packed in a carton, and one carton is placed on a pallet.

3. If the specifications hereof are changed, Kaneka will notify such change in writing to Customer as soon as possible.

Nominal Power(W)	60W
Tolerance(%)	+10/-5%
Efficiency of Module(not Cell)(%)	6.3%
Kind of Cell	a-Si
Cells per Module	108
Shape of Cell	integrated thin film stripe on glass
Voltage MPP(V)	67V
Current MPP(A)	0.90A
Voltage open circuit(V)	92V
Current short circuit(A)	1.19A
Voltage oc at -10 degree C(V)	102V
Voltage MPP at +70 degree C(V)	1.23A
Coeff. of Voltage per degree C (%)	-0.305%/degree C
Coeff. of Current per degree C (%)	0.0752%/degree C
Coeff. of Power per degree C (%)	-0.23%/degree C
Max. System Voltage(V)	530V
Hight(mm)	960mm
Width(mm)	990mm
Thickness(without box)(mm)	40mm
Kind of Frame	Aluminum
Kind of Connection	MC Connector
Weight(kg)	13.7kg
Certificates	IEC 61646 / CE mark





Pyranometers

For the Accurate Measurement of Solar Irradiance

Installed around the world by national networks

Specifications to ISO 9060:1990 and IEC 60904 standards

Widely used within World Meteorological Organisation scientific programmes

The broadest range of pyranometers and accessories available

Introduction

Solar radiation drives almost every dynamic process on the Earth's surface and above, from ocean current circulation to the weather, and life itself. Precise long-term measurements of the radiation budget at the surface are fundamental to understanding the Earth's climate system. Rising fossil fuel costs and the need to reduce Carbon footprints has produced a rapid growth in the market for 'green' energy, in which the fastest growing sector is solar power.

Scientists, researchers and commercial companies in renewable energy, climatology, weather, agriculture, water resources and environment all require accurate and reliable measurements of solar radiation. The measurement is made by pyranometers, which are radiometers designed for measuring the total (global) irradiance on a plane surface resulting from radiant fluxes in the wavelength range from 300 nanometers (nm), or less, to 3000 nm.

Kipp & Zonen has been manufacturing pyranometers for over 85 years. We produce models at all price and performance points, up to the very best available. All comply with the

requirements of ISO 9060:1990 and are fully traceable to the World Radiometric Reference (WRR) in Davos, Switzerland, where Kipp & Zonen instruments form part of the World Standard Group.

Our top level pyranometers have exceptional levelling accuracy, built-in temperature sensors and a test certificate with individually measured directional and temperature responses. These important features ensure the highest accuracy measurements. Kipp & Zonen pyranometers are designed for a long operating life with simple maintenance and a wide range of accessories is available.

Applications

Kipp & Zonen pyranometers have been developed to be suitable for use in all environments, from the Antarctic to deserts. They are installed around the world for meteorology, hydrology, climate research, solar energy, environmental and materials testing, greenhouse control, building automation and many other applications.

The CMP10 is specially designed for applications where regular visits and maintenance is difficult. A dedicated brochure is available for the CM 4, for use in climate chambers up to 150°C.

CMP 3 is smaller and lighter than the other CMP Series pyranometers. It has a robust 4 mm thick glass dome to protect the thermopile from external influences. The small size and sealed construction make this instrument the ideal choice for horticulture, monitoring solar energy installations, industrial applications, and it can be used underwater. A screw-in mounting rod is available for easy installation.

CMP 6 has a similar detector to CMP 3, but has improved performance due to the increased thermal mass and the double glass dome construction. It is recommended for cost-effective, good quality, measurements in meteorological and hydrological networks and agriculture.

CMP10 is the secondary standard pyranometer with the best price-quality-performance ratio on the market. With the same specifications and detector as CMP 11, CMP10 extends this quality to applications where maintenance is difficult and/or forms a major part of the cost of ownership.

The CMP10 has internal desiccant that lasts for at least 10 years. This minimizes maintenance significantly. The interval for dome cleaning can be extended, and the quality of measurements maximized, by adding the CVF4 ventilation unit.

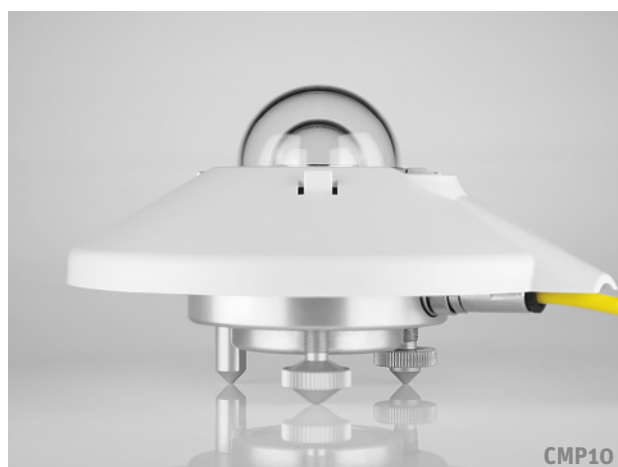
Kipp & Zonen provides every CMP10 with a 5-year warranty as standard. This warranty applies provided that the CMP10 is used only under atmospheric conditions, that the housing is not opened and that the Kipp & Zonen cable and connector is correctly fitted. The internal desiccant is changed with every factory re-calibration.

CMP 11 uses a temperature compensated detector. It is a step up in performance from CMP 6 and particularly suitable for upgrading meteorological networks. The faster response time meets the requirements for solar energy research and development applications. CMP 11 is also ideal for use in sun tracker based solar monitoring stations.

Choice of Pyranometer

To achieve the required spectral and directional characteristics CMP Series pyranometers use thermopile detectors and glass or quartz domes. All models have built-in bubble levels and adjustable levelling feet. The waterproof connectors have gold-plated contacts and are fitted with 10 m of high quality signal cable as standard. The instruments do not require power and are supplied with comprehensive calibration certificates.

The most appropriate model for an application largely depends on the desired accuracy and performance.





CMP 21 is similar to CMP 11 but has individually optimised temperature compensation. A standard thermistor sensor is fitted to monitor the housing temperature. Each instrument is supplied with its own temperature and directional (cosine) response data. It is the choice for scientific use and in top level solar radiation monitoring networks such as the Baseline Surface Radiation Network (BSRN) of the World Meteorological Organisation.

CMP 22 has all the features of CMP 21 but uses very high quality quartz domes for a wider spectral range, improved directional response, and reduced thermal offsets. Because of the high optical quality of these domes the directional error is reduced below 0.5% up to 80° solar zenith angle. Kipp & Zonen is confident that CMP 22 is the best pyranometer currently available.

Building a System

The system capabilities of Kipp & Zonen pyranometers can be extended with our wide range of compatible products and accessories. Please refer to our website www.kippzonen.com for more information on the following products.

Albedometer

To calculate Albedo the incoming global radiation is measured by a pyranometer facing upward and the radiation reflected by the ground is measured by a pyranometer facing downward. CMA 6 and CMA 11 are integrated Albedometer versions of CMP 6 and CMP 11. Details can be found in our dedicated Albedometer brochure.

Ventilation Unit

CVF4 ventilation unit is designed for use with all CMP Series pyranometers (CMP 3 fits but ventilation is less effective). Ventilation helps to keep the dome clean and reduces infrared thermal offsets by stabilization of the dome temperature. The two levels of heating can be used to remove raindrops, dew, frost and snow.

Sun Tracker

SOLYS 2 and 2AP sun trackers are all-weather reliable instruments used to accurately point a pyr heliometer at the sun for direct radiation measurements. When fitted with an optional shading assembly and a pyranometer they measure diffuse radiation with no need for periodic manual adjustments. Adding a second pyranometer for the global radiation makes a high quality solar monitoring station.



Shadow Ring

The combination of a pyranometer and a CM 121 shadow ring offers a simple solution for measuring diffuse radiation from the sky. The ring only requires simple adjustment every few days to ensure that the shadow covers the pyranometer dome completely as the sun moves across the sky.

Amplification

Pyranometers have low output signals in the mV range. AMPBOX converts this to the industrial standard 4 to 20 mA current loop signal and provides a defined output range in W/m². Amplification is advised for noisy environments, use with data acquisition equipment with high-level inputs, and for very long cables (> 100 m). For pyranometers with amplified analog and digital outputs, see our SMP series.

Data loggers

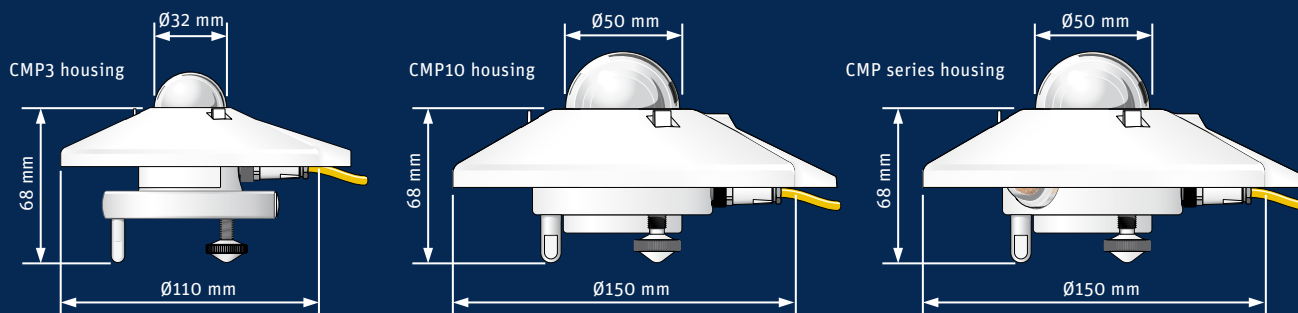
Kipp & Zonen has a range of high performance data logging and display products for use with CMP series pyranometers and our other solar radiometers.

Mounting

Kipp & Zonen offers mounting fixtures for horizontal, tilted and down looking pyranometers. CMF 1 is a small round plate with integral rod for mounting upward and/or downward facing pyranometers. CMB 1 is a mounting bracket for mounting a 12-20 mm rod to a mast, 22-60 mm pole or wall. The adjustable tilt CMP mounting kit allows for tilted mounting of the pyranometer with a 0° to 90° graduated scale for the zenith angle.

Glare Screen Kit

A downward facing pyranometer should not see any radiation coming from the hemisphere above or from the first 5° below the horizon. To prevent this, a glare screen kit is available for use with all CMP series pyranometers (except the CMP 3).



Specifications	CMP 3	CMP 6	CMP10 & CMP 11	CMP 21	CMP 22
Classification to ISO 9060:1990	Second Class	First Class	Secondary Standard	Secondary Standard	Secondary Standard
Spectral range (50 % points)	300 to 2800 nm	285 to 2800 nm	285 to 2800 nm	285 to 2800 nm	200 to 3600 nm
Sensitivity	5 to 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	5 to 20 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	7 to 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	7 to 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	7 to 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$
Impedance	20 to 200 Ω	20 to 200 Ω	10 to 100 Ω	10 to 100 Ω	10 to 100 Ω
Expected output range (0 to 1500 W/m^2)	0 to 30 mV	0 to 30 mV	0 to 20 mV	0 to 20 mV	0 to 20 mV
Maximum operational irradiance	2000 W/m^2	2000 W/m^2	4000 W/m^2	4000 W/m^2	4000 W/m^2
Response time (63%)	< 6 s	< 6 s	< 1.7 s	< 1.7 s	< 1.7 s
Response time (95%)	< 18 s	< 18 s	< 5 s	< 5 s	< 5 s
Zero offsets					
(a) thermal radiation (at 200 W/m^2)	< 15 W/m^2	< 12 W/m^2	< 7 W/m^2	< 7 W/m^2	< 3 W/m^2
(b) temperature change (5 K/h)	< 5 W/m^2	< 4 W/m^2	< 2 W/m^2	< 2 W/m^2	< 1 W/m^2
Non-stability (change/year)	< 1 %	< 1 %	< 0.5 %	< 0.5 %	< 0.5 %
Non-linearity (100 to 1000 W/m^2)	< 1.5 %	< 1 %	< 0.2 %	< 0.2 %	< 0.2 %
Directional response (up to 80° with 1000 W/m^2 beam)	< 20 W/m^2	< 20 W/m^2	< 10 W/m^2	< 10 W/m^2	< 5 W/m^2
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Temperature response	< 5 % (-10 °C to +40 °C)	< 4 % (-10 °C to +40 °C)	< 1 % (-10 °C to +40 °C)	< 1 % (-20 °C to +50 °C)	< 0.5 % (-20 °C to +50 °C)
Tilt response (0° to 90° at 1000 W/m^2)	< 1 %	< 1 %	< 0.2 %	< 0.2 %	< 0.2 %
Field of view	180°	180°	180°	180°	180°
Accuracy of bubble level	< 0.2°	< 0.1°	< 0.1°	< 0.1°	< 0.1°
Temperature sensor output				10 K Thermistor (optional Pt-100)	10 K Thermistor (optional Pt-100)
Detector type	Thermopile	Thermopile	Thermopile	Thermopile	Thermopile
Operational temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Storage temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Humidity range	0 to 100 % non-condensing	0 to 100 % non-condensing	0 to 100 % non-condensing	0 to 100 % non-condensing	0 to 100 % non-condensing
Ingress Protection (IP) rating	67	67	67	67	67
Recommended applications	Economical solution for routine measurements in weather stations, field testing	Good quality measurements for hydrology networks, greenhouse climate control	Meteorological networks, PV panel and thermal collector testing, materials testing	Meteorological networks, reference measurements in extreme climates, polar or arid	Scientific research requiring the highest level of measurement accuracy and reliability

Note: The performance specifications quoted are worst-case and/or maximum values

Standard 10 k Thermistor or optional Pt-100 temperature sensor with CMP 21 and CMP 22

Individual directional response and temperature dependence test data with CMP 21 and CMP 22



Go to www.kippzonen.com for your local distributor

HEAD OFFICE

Kipp & Zonen B.V.
Delftechpark 36, 2628 XH Delft
P.O. Box 507, 2600 AM Delft
The Netherlands
T: +31 (0) 15 2755 210
F: +31 (0) 15 2620 351
info@kippzonen.com

Kipp & Zonen B.V. reserve the right to alter specifications of the equipment described in this documentation without prior notice



Reliable

- Rapid error detection

Informative

- Precise measurement of irradiation intensity, module temperature, ambient temperature and wind speed

Easy to Install

- Simple integration into existing PV plants via RS485

Convenient

- Data analysis on any PC or in the Sunny Portal

SUNNY SENSORBOX

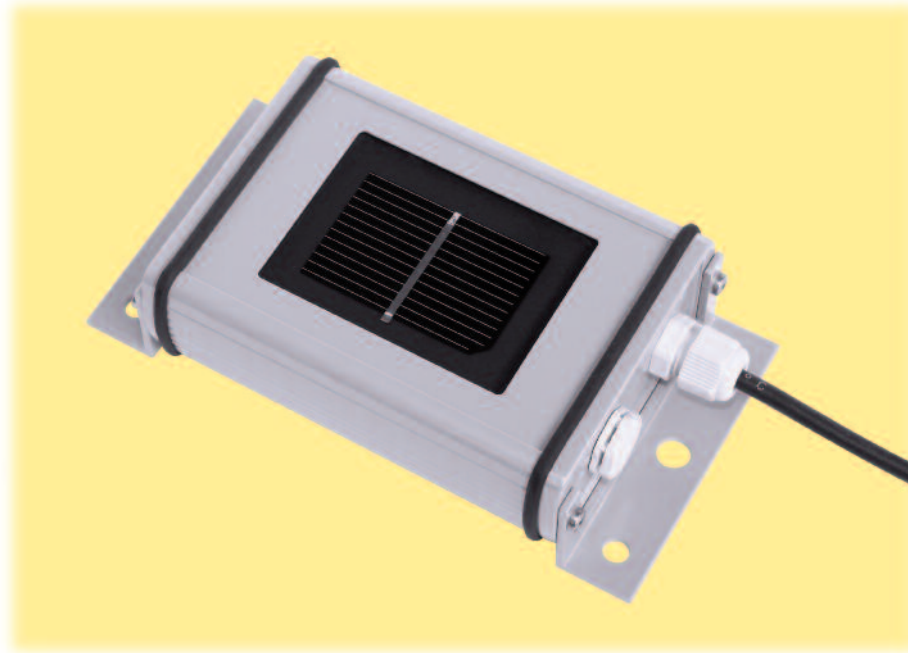
The weather station for PV systems

The Sunny SensorBox is installed directly onto solar modules and measures irradiation and temperature. In combination with Sunny WebBox and Sunny Portal, it provides continuous meteorological and power production data. This makes it possible to detect shade, dirt, and gradually declining array performance, providing security against lost yield. An optional sensor to measure of ambient temperature or wind speed provides even more data.

SILICON IRRADIANCE SENSOR

Measurement of Solar Irradiance

Since 1994 we have been developing and producing different types of silicon irradiance sensors. Until now several 10000 sensors were sold worldwide. Our silicon sensor is an affordable solution for measurement of solar irradiance. The powder-coated aluminium case in conjunction with the solar cell laminated between glass and Tedlar foil builds a very reliable and rugged sensor.



General Information

Mode of Operation

A silicon solar cell can be used as an irradiance sensor, because the short-circuit current is proportional to irradiance. Our sensors are built out of a monocrystalline solar cell connected to a shunt. Due to the low resistance of the shunt the cell operates next to short-circuit.

The temperature coefficient of the short-circuit current creates a small error. Therefore all of our silicon sensors with the extension „TC“ have an active temperature compensation, which reduces this error by factor 20. The compensation is realized by using a specific temperature sensor laminated to the rear side of the solar cell. The electronic circuit integrated for this compensation has a very low power consumption. The current consumption of the Si-01TC out of the internal Lithium battery is only about 15 μ A.

Our silicon sensors are manufactured in different types with an internal or external power supply, with different output signals and with an optional sensor output for the cell temperature.

All sensors are calibrated in simulated sunlight against a reference cell of the same type. The reference cell is periodically recalibrated by Fraunhofer ISE, Freiburg.

Mechanical Construction

The solar cell is embedded in Ethylen-Vinyl-Acetat (EVA) between glass and Tedlar. The laminated cell is integrated into a case of powder-coated aluminium. Therefore the sensor construction is comparable to that of a standard PV module. The electrical connection is realized by a 3 m cable or a waterproof (IP67) connector.

Optional Temperature Measurement

Additionally to the irradiance measurement our silicon sensors with the extension „-T“ are able to measure the temperature of the solar cell. Therefore a temperature sensor is mounted to the rear side of the cell to detect the correct cell temperature.



Meßgeräte für die Solartechnik

INGENIEURBÜRO
Mencke & Tegtmeier GmbH

Schwarzer Weg 43A
D-31789 Hameln
Germany
Tel: +49 (0) 5151 / 40 36 99 - 0
Fax: +49 (0) 51 51 / 40 36 99 - 19
email: info@ib-mut.de
<http://www.ib-mut.de>

Banking account:
Stadtsparkasse Hameln
(BLZ 254 500 01)
Account 52233

VAT No. DE258133277

Customs No. DE6018572

Finanzamt Hameln
22/200/62745

Amtsgericht Hannover
HRB 202636

Management:
Dipl.-Ing. Detlef Mencke
Dipl.-Ing. Dirk Tegtmeier

SILICON IRRADIANCE SENSOR

Technical Data

SI-SENSOR General information

- Solar cell: Monocrystalline Silicon (50 mm x 33 mm)
- Temperature coefficient of solar cell for Si-02-types: approx. 0.0005 1/K
- Current shunt: 0,1 Ω (TC = 20 ppm / K) with 1 V and 20 mA output
0,12 Ω (TC = 20 ppm / K) with 10 V output
- Operating temperature: -20 °C to 70 °C
- Electrical connection done via shielded cable, length 3 m
- Case, protection mode: Powder-coated aluminum, IP 65
- Dimension, weight: 154mm x 86mm x 40mm, appr. 340 g

ACCURACY Irradiance

Temperature

- Error with temperature compensation compared to pyranometer within the operating range of -20 °C to 70 °C and vertically beam of irradiance: $\pm 5 \%$
- Non-linearity of the electronic circuit: $\pm 0,3\%$ from reading for 50 to 1300 W/m²
- Accuracy at 25 °C: $\pm 1,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- Non-linearity: $\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
- Error (over operating temperature range of -20...-70°C): $\pm 2,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Customs Numbers

for all silicon irradiance sensors

85 41 40 90

Sensor Types:

Typ	Irradiance			Cell Temperature
	Power Supply	Temperature Compensation	Output Signal	Output Signal
Si-01TC-batt	Internal Li-Battery	Yes	0 to 1 V per 0 to 1000 W/m ²	./.
Si-01TC	5 to 28 V _{DC}	Yes	0 to 1 V per 0 to 1000 W/m ²	./.
Si-01TC-T	5 to 28 V _{DC}	Yes	0 to 1 V per 0 to 1000 W/m ²	1,235 V + T[°C]*10mV/°C
Si-02	./.	No	appr. 60 mV per 1000 W/m ²	./.
Si-02-Pt100 Si-02-Pt1000	./.	No	appr. 60 mV per 1000 W/m ²	Pt100, class A Pt1000, class A
Si-420TC	12 to 28 V _{DC}	Yes	4 to 20 mA per 0 to 1200 W/m ²	./.
Si-420TC-T	12 to 28 V _{DC}	Yes	4 to 20 mA per 0 to 1200 W/m ²	(13,88+0,08/°C*T[°C])mA
Si-13TC	12 to 28 V _{DC}	Yes	0 to 10 V per 0 to 1300 W/m ²	./.
Si-13TC-T	12 to 28 V _{DC}	Yes	0 to 10 V 0 to 1300 W/m ²	2,268V+86,9mV/°C*T

EXTEND OF SUPPLY

Options

- Silicon sensor with shielded cable, 0,14 mm², UV- and temperature resistant
- Ready-made cable of the requested length
- Version with waterproof connector (Si-01TCbatt always with connector)

SILICON IRRADIANCE SENSOR

Electrical connection and Pin numbers

ELECTRICAL CONNECTION

Colors of cable

Irradiance:	Orange
Power Supply (Plus):	Red
Power Supply / Signal (Minus):	Black
Temperature:	Brown; only versions with „-T“
Shield:	Black (bigger diameter)

ELECTRICAL CONNECTION OPTIONAL VERSION WITH CONNECTOR

The electrical connection of the Si sensor is realized with the inbuilt connector and the suitable plug.

Technical Data of the plug

- Cable dimensions (best / max): 0,14 mm² / 0,25 mm² (AWG26 / AWG24)
- Diameter for cable: 3,5 ... 5 mm
- Protection mode: IP67 in conjunction with the suitable connector

The connection of the different Silicon irradiance sensors are listed in the following table. The pin numbers are printed at the inside of the plug. Please take care of the mounting of the plugs as shown at the end of the next page. Only if these mounting steps are done the plug reaches IP67 when connected.

Typ	Pin Numbers of the plug			
	Pin 1	Pin 2	Pin 3	Pin 4
Si-01TC-batt	Plus Signal Irradiance	Minus Signal Irradiance	not available	not available
Si-01TC	Plus Signal Irradiance	Minus Signal* Irradiance	Plus Signal Power Supply	not available
Si-01TC-T	Plus Signal Temperature	Plus Signal Irradiance	Plus Signal Power Supply	Minus Signal* Irradiance
Si-02	Plus Signal Irradiance	Minus Signal Irradiance	not available	not available
Si-02-Pt100 Si-02-Pt1000	Plus Signal Irradiance	Minus Signal Irradiance	Pt100 Pt1000	Pt100 Pt1000
Si-420TC	Plus Signal Irradiance	Minus Signal* Irradiance	Plus Signal Power Supply	not available
Si-420TC-T	Plus Signal Temperature	Plus Signal Irradiance	Plus Signal Power Supply	Minus Signal* Irradiance
Si-13TC	Plus Signal Irradiance	Minus Signal* Irradiance	Plus Signal Power Supply	
Si-13TC-T	Plus Signal Temperature	Plus Signal Irradiance	Plus Signal Power Supply	Minus Signal* Irradiance

* Minus signals of all sensors are identical to supply ground

SILICON IRRADIANCE SENSOR

Handling and Installation

SPECIALS

- The Si-01TC-batt can be used for direct reading of irradiance via a digital voltmeter because of its internal Lithium battery and the calibration factor of 1 V per 1000 W/m².
- **Attention:** Because of the internal Lithium battery of the Si-01TC-batt please use only voltmeters with a high input resistance (more than 1 MΩ).
- **Attention:** The maximum load at the output signals with the Si-420TC(-T) is 400 Ω.
- **Attention:** Horizontally mounting leads to increased reflexion on the glass surface and therefore to higher measurement errors.

MECHANICAL INSTALLATION

The Si sensor has two tongues with each two M6 and one M8 drills. The installation at a suitable construction must use at least one suitable screw with washers at each mounting bracket.

During installation the pressure compensation element near the electrical connection must not be damaged. If the cap of the element has loosened, it can be snapped on again.

HANDLING CASE

The Si sensor can be cleaned using a smooth cotton cloth, water and a mild cleaning fluid.

An opening of the sensor case by the user or installation staff is not necessary. If the case is opened, we can not guarantee the seal of the case anymore.

SI-02-PT100-4L WITH PRECISION SHUNT

Additional to the sensor specifications mentioned above, we offer the Si-02-Pt100-4L with a precision shunt for short circuit measurement.

The differing technical specifications are

Shunt

Type:	Burster Type 1178
Resistor Value:	0.1 Ohm
Precision:	±0.1 %
Temperature Coefficient:	10 ppm
Long term stability:	0.02 %

Cable

4 m LiYCY 6 x AWG26, weather and uv-proof

Temperature Sensor

Pt100 class A with 4-wire-connection

MOUNTING OF PLUG

